



Clonira de Jesus Mendes Cabral

Licenciatura em Engenharia das Energias Renováveis e
Ambiente

**Autoconsumo Fotovoltaico numa
Instalação Municipal de Abastecimento
de Água**

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia de Energias Renováveis

Orientador: Prof. Doutor João Miguel Murta Pina, FCT-UNL

Presidente: Prof. Doutor Rui Manuel Leitão Santos Tavares, FCT-UNL

Arguente(s): Prof. Doutor Mário Fernando da Silva Ventim Neves, FCT-UNL



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro, 2016

Autoconsumo Fotovoltaico numa Instalação Municipal de Abastecimento de Água

Copyright © Clonira de Jesus Mendes Cabral, Faculdade de Ciências e Tecnologia,
Universidade Nova de Lisboa

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao meu orientador Professor João Murta Pina pela sua simpatia, disponibilidade e conhecimentos transmitidos.

Ao Departamento de Engenharia Electrotécnica da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa pelo acolhimento e formação.

Agradecer aos meus pais, minha irmã e irmãos pelo apoio incondicional e esforço durante todo o meu percurso académico, sem eles nada disso seria possível.

Um especial agradecimento ao meu namorado Alexandre Amaro pela paciência e apoio constante, por fim a minha amiga e companheira Eliane Frederico por estar sempre presente em todas as etapas desse percurso.

Resumo

Nos últimos anos tem-se assistido a uma maior preocupação com a eficiência energética e uma maior atenção à utilização de fontes renováveis de energia.

Não só os governos já se aperceberam das vantagens de utilização das energias renováveis, mas também as pequenas, médias e grandes empresas estão a preocupar-se com os consumos e os custos de produção que esses acarretam, e buscam cada vez mais nos recursos renováveis uma forma de otimização das suas produções.

Para a energia fotovoltaica têm-se criado medidas que influenciam a aposta no novo regime de produção distribuída (autoconsumo e pequenas produções) proporcionando uma oportunidade para os consumidores interessados em investir na produção da sua própria energia ao invés de conseguir de forma tradicional.

A otimização de um sistema autoconsumo fotovoltaico centra-se na boa gestão dos seus consumos. Neste sentido e de forma a ajudar na boa gestão operacional do sistema, foi desenvolvido um estudo que visa não só uma diminuição dos custos de produção num sistema de abastecimento de água, mas também conseguir uma boa gestão dos excessos de energia que se consegue com a instalação do sistema fotovoltaico.

Portanto a presente dissertação aborda o estudo a nível de otimização da unidade de produção para autoconsumo aplicada numa estação municipal fictícia de bombagem de água, sendo necessário um planeamento do funcionamento das bombas, pois estas são as principais consumidoras de energia, e consequentemente, a monitorização dos níveis de armazenamento de água nos reservatórios é muito importante a fim de evitar o funcionamento das bombas nos horários de alto custo de energia elétrica, garantindo assim uma diminuição nos custos.

Palavras-chave: Autoconsumo, energia fotovoltaica, ferramenta de otimização, sistema de bombagem solar, análise financeira

Abstract

In recent years there has been a greater concern with energy efficiency and greater attention to the use of renewable sources of energy.

Not only have Governments realize the advantages of use of renewable energies, but also the small, medium and large companies are worrying about the consumption and production costs these entail, and seek more and more renewable resources a form of optimization of their productions.

For photovoltaics have created measures that influence the wager in the new regime of distributed production (consumption and small productions) providing an opportunity for consumers interested in investing in the production of their own energy instead of get.

The optimization of consumption on PV system focuses on good management of their consumption. In this sense, and in order to assist in the operational management of the system, was developed a study that aims to not only a reduction in production costs in a water supply system, but also to achieve sound management of excess energy as it gets with the installation of the photovoltaic system. Therefore this dissertation discusses the study the level of optimization of the production unit for consumption applied to one fictional municipal station water pumping, being necessary a planning of the operation of the pumps, as they are the main consumers of energy, and consequently, the monitoring of the water storage levels in the tanks is very important in order to avoid the operation of the pumps in times of high cost of electricity thus ensuring a decrease in costs.

Keywords: Autoconsumption, photovoltaics, optimization tool, solar pumping system, financial analysis

Índice Geral

1.	<i>Introdução</i>	1
1.1	Motivação.....	1
1.2	Objetivos	2
1.3	Contribuição Originais	2
1.6	Organização.....	3
2.	<i>Revisão Bibliográfica</i>	5
2.1	Sistema Solar Fotovoltaico	5
2.1.1.	Módulo Solar Fotovoltaico	6
2.1.2.	Potencial Fotovoltaico de Portugal	7
2.2	Sistema de Autoconsumo	8
2.3	Sistema de Distribuição de Água.....	9
2.3.1.	Reservatório Elevados de Água para Consumo	10
2.3.2.	Consumo Energético na Bombagem de Água.....	10
2.4	Estratégia para Redução de Custos de Energia	10
2.5	Estrutura Tarifária de Portugal / Europa	11
2.6	Sistema de Bombagem Solar	12
2.6.1.	Bombas Hidráulicas.....	13
2.6.2.	Tipos de Bombas	13
2.6.2.1	Bombas centrífugas.....	13
2.6.2.2	Bombas Volumétricas	14
3.	<i>Otimização Business-As-Usual</i>	16
3.1.	Definição do Projeto.....	16
3.1.1.	Influência da Temperatura das Células no Rendimento FV	16
3.1.2.	Potência de Saída.....	17
3.1.3.	Escolha dos Inversores	17

3.1.4.	Modelização das Curvas de Rendimento do Inversor	18
3.1.5.	Escolha do Módulo Fotovoltaico	19
3.1.6.	Indicadores Financeiros	19
3.2.	Análise dos Dados	21
3.2.1.	Potência do Consumo	22
3.2.2.	Potência de Produção.....	25
3.2.3.	Análise Financeira.....	26
3.2.3.1	Análise dos custos	28
3.3.	Análise dos Resultados	32
4.	<i>Otimização com Alteração da Operação</i>	34
4.1	Definições do Projeto	34
4.1.1.	Análise de Reservatório	35
4.2	Análise de dados.....	35
4.2.1.	Potência Hidráulica.....	36
4.2.2.	Potência Mecânica	37
4.2.3.	Potência Elétrica	38
4.3	Estratégias de Operação.....	39
4.3.1.	Análise das Potências	39
4.3.2.	Análise dos Custos.....	43
4.3.3.	Análise dos Caudais.....	44
4.4	Análise dos Resultados	50
5.	Conclusão e Trabalhos Futuros.....	54
	Bibliografia	56
A.	Anexos.....	58

Índice de Tabelas

Tabela 2.1 Duração do Período horário (ERSE).....	11
Tabela 2.2 Ciclo semanal de fornecimento de energia (ERSE)	12
Tabela 3.1 Critério de Análise do VAL.....	21
Tabela 3.2 Análise dos custos para o mês de Agosto (Maior consumo)	28
Tabela 3.3 Análise dos custos para o mês de Dezembro (Menor consumo)	28
Tabela 3.4 Orçamento do projeto	29
Tabela 3.5 Excerto Análise dos Indicadores Financeiros	31
Tabela 3.6 Resultado Indicadores Financeiro	32
Tabela 3.7 Consumo Anual do Sistema com 60 kW _p	33
Tabela 4.1 Tarifa de Eletricidade	43
Tabela 4.2 Custos mensais	51

Índice das Figuras

Figura 2.1 Sistemas FV e as suas aplicações (CRESESB, 2014)	5
Figura 2.2 a) Radiação solar anual na Europa b) Insolação média anual em Portugal continental (PVGIS).....	7
Figura 2.3 Bomba centrífuga submersível ()	14
Figura 2.4 Bomba centrífuga multiestágio	14
Figura 2.5 Bomba centrífuga superficial	14
Figura 2.6 Bomba volumétrica	15
Figura 3.1 Sombreamento provocado pelo reservatório elevado para o mês de a) Agosto e b) Dezembro	26
Figura 4.1 Representação ilustrativa do sistema de autoconsumo fotovoltaico numa instalação de abastecimento de água (Dutra.J, 2005)	34
Figura 4.2 Bombas Multiestágios verticais da série e.sv125 da Lowara.....	36

Índice de Gráficos

Gráfico 3.1 Curva de rendimento do inversor SMA Sunny Tripower 20000TLEE	18
Gráfico 3.2 Energia mensal consumida pelo Sistema	22
Gráfico 3.3 Potências médias de consumo em função do respetivo período tarifário	23
Gráfico 3.4 Estimativa dos diagramas de carga relativamente aos meses de maior consumo (Agosto) e (b) de menor consumo (Dezembro)	24
Gráfico 3.5 Exemplo simulação para uma potência instalada de 60 kWp, nos dias úteis dos meses de (a) Agosto e (b) Dezembro	25
Gráfico 3.6 <i>Casflow</i> Acumulado para a potência de 60 kWp	32
Gráfico 4.1 Potências de consumo	39
Gráfico 4.2 Produção Fotovoltaica Mensal	40
Gráfico 4.3 Perfil produção fotovoltaica vs consumo para dias úteis de Julho	41
Gráfico 4.4 Balanço das Potências dias úteis	41
Gráfico 4.5 Perfil da produção fotovoltaica vs a potência consumida	42
Gráfico 4.6 Balanço das potências nos fins-de-semana	42
Gráfico 4.7 Balanço custo sem FV vs Custo com FV	43
Gráfico 4.8 Caudal médio consumido por mês pelo sistema	44
Gráfico 4.9 Relação entre o tempo de armazenamento e a capacidade do reservatório	47
Gráfico 4.10 Relação entre o tempo de descarga e a capacidade do reservatório	49
4.11 Análise dos volumes consumidos e produzidos	50
Gráfico 4.12 Poupança da fatura elétrica	52

Lista de Abreviaturas

FV Fotovoltaico

EPIA European Photovoltaic Industry Association

RESP Rede elétrica de serviço público

UPAC Unidades de Produção para Autoconsumo

UPP Unidades de Pequena Produção

ERSE Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos

BRVs Bombas de rotação variável

PVGIS Photovoltaic Geographical Information System

AC Alternating Current

DC Direct Current

CF Cashflow

PRI Investimento simples

TIR Taxa Interna de Rentabilidade

VAL Valor Atual Líquido

O&M Operação e Manutenção

P Potência

OMIE Operador do Mercado Ibérico de Energia

C-Si Silício Cristalino

a-Si Silício Amorfo Hidrogenado

CdTe Telureto de Cádmio

m-SI Silício Monocristalino

p-SI Silício Policristalino

BOS,Obra Mão-de-obra, equipamentos e dispositivos elétricos, estrutura.

STC Condições de teste Padrão

1. Introdução

Os Serviços Municipalizados de Abastecimento e Saneamento são geralmente detentores de um vasto património de infraestruturas que garantem a gestão e exploração do sistema municipal de abastecimento, recolha e tratamento de água numa determinada localidade em que estão inseridos.

No âmbito do tema de Mestrado em Engenharia de Energias Renováveis vai-se dimensionar um sistema de aproveitamento fotovoltaico em autoconsumo numa instalação municipal de bombagem de água e otimizar o seu funcionamento no sentido de conseguir uma redução nos consumos energéticos.

Neste capítulo são apresentadas as principais motivações que levaram ao surgimento do tema, a sua importância nos dias de hoje, assim como as principais metas que se pretendem alcançar com a realização desta dissertação.

1.1 Motivação

Uma das principais preocupações das empresas de abastecimento de água é conseguir não só fornecer água de qualidade às populações, mas também diminuir os gastos energéticos das suas produções e otimizar o funcionamento do sistema. Esta preocupação passa primeiramente por identificar quais os pontos de maior consumo e analisar a relação entre esses pontos de forma a otimizar todo o sistema.

O funcionamento dos sistemas de bombagem de água acarreta custos que devem ser levados em consideração. No abastecimento das populações verifica-se que as bombas funcionam quando o nível de água no reservatório desce abaixo de um certo valor (nível de segurança) e/ou quando a energia é mais barata. Este tipo de funcionamento das bombas pode não se verificar frequentemente pela necessidade de garantir o fornecimento de água às populações, fazendo com que as bombas funcionem mesmo quando a energia é mais cara.

Contudo é possível minimizar os custos associados à bombagem de água atribuindo-se uma estratégia de funcionamento das bombas que tenha em conta as variações das tarifas energéticas bem como os padrões de consumo das populações, associados à produção de um sistema fotovoltaico.

1.2 Objetivos

A presente dissertação tem como objetivo otimizar a aplicação de uma unidade de produção para autoconsumo (UPAC), de origem fotovoltaica, a um consumidor industrial intensivo de energia, ao abrigo da mais recente legislação relativa à produção descentralizada de eletricidade (Decreto-Lei n.º 153/2014) que possa funcionar segundo duas perspetivas de otimização para instalações municipais de bombagem de água.

A otimização *Business-as-Usual* que consiste, no aproveitamento de um sistema fotovoltaico em autoconsumo numa instalação em que a operação da instalação não é alterada, tendo em conta os seus consumos e o seu comportamento, e a otimização com alteração na operação consiste na alteração da estratégia de operação do sistema, analisando o comportamento das bombas e a estratégia de aproveitamento do reservatórios adequando-o aos períodos tarifários onde a energia é mais barata, ou restringindo o uso da energia de rede elétrica só para momentos onde não há possibilidade de aproveitar a energia do sistema fotovoltaico.

Contudo o objetivo final é conseguir um sistema de aproveitamento fotovoltaico em autoconsumo num sistema de bombagem de água que funcione sem obrigatoriamente consumir a energia da rede e sem ter que usar baterias para armazenar energia, um sistema que consiga elevar a água até o reservatório reservando-a para posteriormente utilizar nos períodos onde não há produção fotovoltaica, evitando assim que se vá consumir energia à rede nos períodos em que a tarifa de energia é cara (ponta e cheia).

1.3 Contribuição Originais

As contribuições que foram necessárias para a estruturação da presente dissertação consistirão nas seguintes etapas:

Elaboração de um estudo prático de forma a adequar a estratégia de condução dos processos operacionais envolvidos no abastecimento de água à produção fotovoltaica, ou seja, analisar as produções e os consumos de energia tendo em conta diferentes cenários de potência nominal a fim de optar pelo perfil que remete melhor vantagens a nível do funcionamento do sistema e dos custos inerentes ao processo.

Elaboração de estudo prático a nível do aproveitamento fotovoltaico em autoconsumo, centrando-se na estratégia de aproveitamento do reservatório, ou seja, fazer com que o reservatório funcione como se fosse uma bateria armazenando a água nas horas de maior produção e descarregando nas horas de maior consumo, caso contrário a energia correspondente ao caudal solicitado é consumida da rede no caso de não haver produção fotovoltaica.

1.6 Organização

A presente dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos principais, sendo o primeiro capítulo de carácter introdutório, onde é feita a introdução ao tema, as motivações e ainda os objetivos que impulsionaram a sua realização.

O segundo capítulo corresponde ao levantamento bibliográfico em torno dos principais conceitos que fundamentarão e que servirão de referência para a tomada de algumas decisões.

O terceiro capítulo explicita a metodologia aplicada para a implementação prática de um sistema de aproveitamento fotovoltaico em autoconsumo num sistema municipal fictício situado em Portugal na região de Almada que consistirá na análise prática dos consumos da instalação e da produção fotovoltaica.

O quarto capítulo segue a mesma direção do terceiro capítulo, mas com objetivos diferentes. Neste capítulo analisar-se-á o comportamento do sistema mediante a mudança da estratégia operacional do sistema, ou seja, o uso do reservatório como bateria e os benefícios a nível de poupanças que se obtém.

Por fim, no quinto e último capítulo é feita a discussão final dos principais resultados obtidos. Ainda neste capítulo são considerados quais os possíveis trabalhos futuros.

2. *Revisão Bibliográfica*

No presente capítulo faz-se um levantamento das bibliografia que permite fundamentar a presente dissertação, abordando-se os principais conceitos ao nível do sistema de autoconsumo de energia fotovoltaico e a sua estratégia de otimização num sistema de bombagem de água.

2.1 Sistema Solar Fotovoltaico

O sistema solar fotovoltaico consiste num sistema projetado para o aproveitamento da energia solar. Estes são usados num vasto conjunto de aplicações distintas, de entre as quais se destacam a eletrificação rural, em que os sistemas fotovoltaicos são utilizados para o abastecimento de cargas domésticas em locais sem rede, bombagem de água, irrigação, complemento de abastecimento de locais remotos com ou sem rede e na produção descentralizada, em que os sistemas solares fotovoltaicos são utilizados como fonte de produção dispersa, entregando à rede a totalidade ou parte da energia produzida (GREENPRO, 2004).

Os sistemas fotovoltaicos, autónomos ou ligada à rede com outras fontes de energia renováveis são já competitivos para a alimentação de certos locais remotos onde as soluções alternativas convencionais (gerador diesel ou rede elétrica) apresentam inconvenientes ambientais consideráveis e são inferiores do ponto de vista económico. No caso dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede, a situação é bastante diferente, pois estes estão ainda longe de serem competitivos mesmo quando comparados com outras fontes de energia renováveis.

Os sistemas fotovoltaicos podem ser explorados em sistemas ligados à rede e sistemas isolados ou autónomos. Estes modos de operação dos sistemas fotovoltaicos são ilustrados na figura 2.1 a classificação dos principais sistemas FV e as suas aplicações.

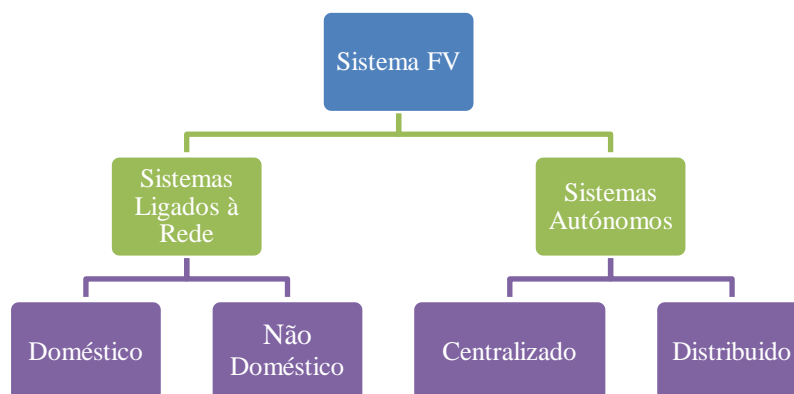


Figura 2.1 Sistemas FV e as suas aplicações (CRESESB, 2014)

2.1.1. Módulo Solar Fotovoltaico

Módulos solares fotovoltaicos são dispositivos utilizados para converter a energia da luz do Sol em energia elétrica, são compostas por células solares. Estas células são chamadas de células fotovoltaicas, pois criam uma diferença de potencial elétrico por ação da luz. As células solares contam com o efeito fotovoltaico para absorver a energia do sol e fazem a corrente elétrica fluir entre duas camadas com cargas opostas (GREENPRO, 2004).

As células fotovoltaicas são constituídas por um material semicondutor, o silício, ao qual são adicionadas substâncias, ditas dopantes, de modo a criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico, isto é, à conversão direta da radiação solar em potência elétrica produzida em *DC*. Uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro não produziria energia eléctrica. Para haver corrente elétrica é necessário que exista um campo elétrico, isto é, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula. Através do processo conhecido como dopagem do silício, que consiste na introdução de elementos estranhos com o objetivo de alterar as suas propriedades elétricas, é possível criar duas camadas na célula chamadas de camada tipo p e a camada tipo n, que possuem, respetivamente, um excesso de cargas positivas e um excesso de cargas negativas, relativamente ao silício puro (CRESESB, 2014).

As células de silício cristalino são as mais utilizadas no mercado. Estas podem ser classificadas como células monocristalinas, policristalinas e amorfas (Zanirato, Moura, & Cordeiro, 2011).

O silício monocristalino é o material mais usado na composição das células fotovoltaicas, atingindo cerca de 60% do mercado. A uniformidade da estrutura molecular resultante da utilização de um cristal único é ideal para potenciar o efeito fotovoltaico. As células monocristalinas foram as primeiras a serem elaboradas a partir de um bloco de silício cristalizado num único cristal.

O silício policristalino, constituído por um número muito elevado de pequenos cristais da espessura de um cabelo humano, dispõe de uma quota de mercado de cerca de 30%. As descontinuidades da estrutura molecular dificultam o movimento de eletrões e encorajam a recombinação com os "buracos (falta de eletrões num átomo) ", o que reduz a potência de saída. O processo de fabricação é mais barato do que o do silício cristalino.

As células amorfas são compostas por um suporte de vidro ou de outra matéria sintética, na qual é deposta uma camada fina de silício (a organização dos átomos já não é regular como num cristal). O rendimento deste tipo de células é mais baixo do que nas células cristalinas mas, mesmo assim, a corrente produzida é razoável. A sua gama de aplicações são os pequenos produtos de consumo como relógios, calculadoras, mas podem também ser utilizadas em instalações solares. Apresentam como vantagem o facto de reagirem melhor à luz difusa e à luz fluorescente e, portanto, apresentarem melhores desempenhos a temperaturas elevadas.

2.1.2. Potencial Fotovoltaico de Portugal

A nível geral o setor das energias renováveis em Portugal assume uma posição de extrema importância para o desenvolvimento económico dos países, por isso faz-se necessário para um estudo do sistema fotovoltaico, conhecer o potencial fotovoltaico do país.

De acordo com o Ministério da Economia da Inovação e do Desenvolvimento Portugal é dos países Europeus com maior potencial solar, sendo o sul da Europa apresenta-se como a melhor região para a exploração desta tecnologia.

Nos últimos anos tem-se verificado um aumento significativo na potência fotovoltaica instalada no país, prova disso são os números registados entre 2010 e 2013, conseguiu-se um aumento de 122% de potência instalada, o que corresponde a aproximadamente 163 MW e atualmente ainda mais (Nacional & Fotovoltaico, 2015).

Portugal é um dos países da Europa com maior potencial de aproveitamento de energia solar, dispondo de mais de 2300 h/ano de insolação na Região Norte, e 3000 h/ano no Algarve, situando-se numa situação privilegiada para o aproveitamento deste tipo de energia. A Figura 2.2 a) ilustra esta realidade. A Figura 2.2 b) evidencia a insolação média anual em Portugal (Michels, R, 2007).

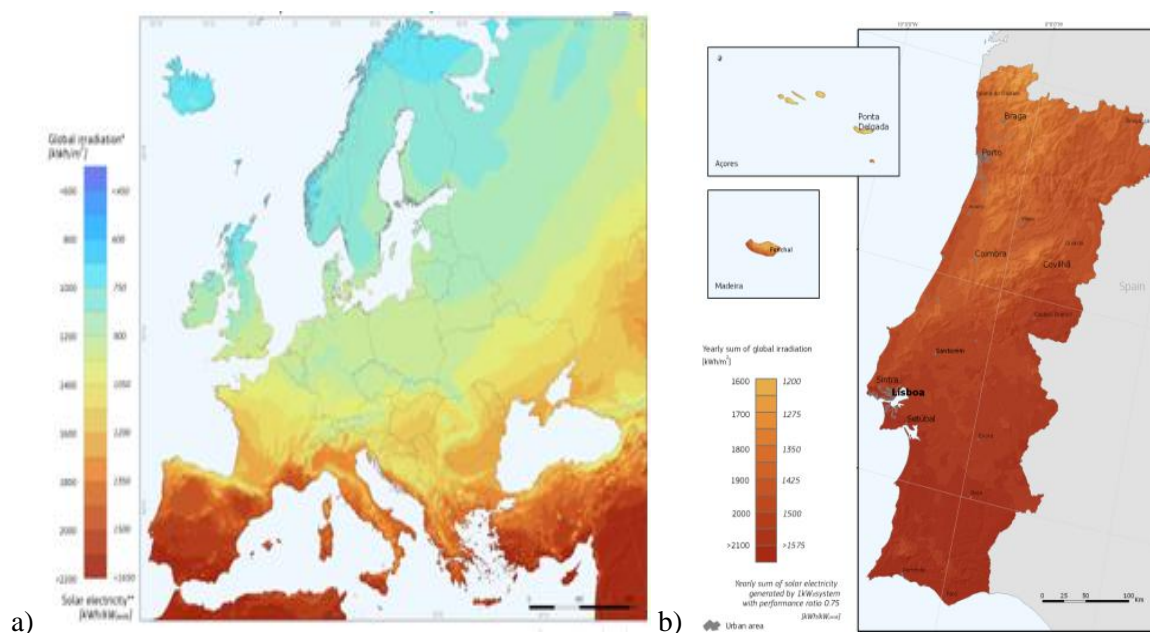


Figura 2.2 a) Radiação solar anual na Europa b) Insolação média anual em Portugal continental (PVGIS¹)

¹ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

2.2 Sistema de Autoconsumo

Segue a seguir um conjunto de conceitos de autoconsumo em diferentes perspectivas:

O autoconsumo consiste na produção de energia elétrica para consumo próprio, em instalações que podem, ou não, estar ligadas à rede elétrica de serviço público. Esta solução energética pode ser implementada no setor da habitação, serviços, agricultura ou indústria (Nacional & Fotovoltaico, 2015).

Define-se também o autoconsumo FV como a possibilidade de qualquer consumidor elétrico conectar o seu sistema fotovoltaico, com uma capacidade correspondente aos seus consumos, ao seu próprio sistema ou à rede elétrica, para consumo próprio, injetando o excedente produzido na rede, e obtendo assim uma compensação pela mesma (SunEdison/A.T. Kearney, 2011).

O sistema de autoconsumo pode ser classificado em sistemas isolados ou autónomos e sistemas com ligação à rede.

Como o nome já indica os sistemas autónomos são sistemas de produção e consumo de energia elétrica normalmente afastados da rede elétrica. São a solução ideal para os locais em que, por razões técnicas ou económicas não seja possível a ligação à rede. Nestes sistemas toda a energia consumida é produzida localmente. No caso de ter excedente para evitar desperdícios opta-se no armazenamento do excedente de energia produzida em baterias para permitir o seu uso posterior.

Os sistemas com ligação à rede são sistemas ligados à rede elétrica de serviço público, a energia consumida pela instalação é uma combinação de energia produzida localmente e energia consumida à rede elétrica, com prioridade de utilização da energia produzida localmente. Nestes pode-se distinguir os sistemas sem injeção na rede e os sistemas com injeção na rede, de acordo com o destino dos excedentes de produção do sistema de autoconsumo (Nacional & Fotovoltaico).

Os sistemas de autoconsumo são classificados como sistemas sem injeção na rede quando os excedentes de energia produzidos não são injetados na rede elétrica de serviço público (RESP), sendo a energia produzida utilizada instantaneamente, ou acumulada em baterias para uso posterior. Enquanto, para os sistemas com injeção na rede o excedente de produção do sistema é injetado na rede, de acordo com as condições licenciadas para a instalação (em termos de potência, limite de produção, limite de tensão, etc.). Esta energia é contabilizada num contador de eletricidade, sendo tratada de acordo com as regras regulamentares em vigor (em termos de tarifa, créditos energéticos, taxas, etc.) (Energlobo, 2014).

Decreto-Lei nº153/2014 de 20 de Outubro – Autoconsumo

A produção e a compra de energia em Portugal tiveram algumas mudanças com a incorporação do presente decreto-lei nº153/2014 relativo ao autoconsumo de eletricidade. Desta forma possibilitando aos consumidores produzir e consumir a própria energia, conseguindo atenuar os efeitos das oscilações dos preços da energia elétrica.

O modelo do presente decreto-lei pressupõe a adaptação da capacidade de produção ao regime de consumo existente no local, dando preferência na produção da energia com injeção na própria instalação de consumo, minimizando a injeção de energia na rede. *"A produção descentralizada através de unidades de mini produção e de microprodução tem demonstrado que o desenvolvimento dessa tecnológica permite hoje em dia desenvolver projetos com recurso a menor investimento"* (Diário da República, 2014).

O referido decreto-lei aborda também o conceito da unidade de pequena produção que se destina a instalação de pequenas potências que explora os recursos renováveis para posteriormente vender a sua totalidade à rede elétrica. É um decreto-lei que se destina a facilitar não só a produção de energia para consumo próprio, mas também estimula a injeção da energia na rede evitando assim desperdícios.

2.3 Sistema de Distribuição de Água

A conceção dos sistemas de abastecimento de água depende muito da topografia do local e da população que se vai abastecer. Os sistemas de distribuição de água são constituídos principalmente por estações elevatórias cuja funcionalidade é de transportar a água para a unidade seguinte. O reservatório constitui uma unidade na qual a água é armazenada segundo as condições padrões de qualidade da água para posteriormente ser distribuída aos consumidores por tubagens e acessórios (Soler & Arenales, 2015).

Os reservatórios assumem um papel importante num sistema de abastecimento de água, tanto em termos económicos como em termos de segurança. São responsáveis pela regularização dos caudais ao longo da rede, sendo esta delimitada pelos caudais máximos e mínimos de reserva de água, para situações de interrupção do funcionamento a montante deste, o sistema consegue funcionar até o caudal mínimo, onde estes serve para eventuais acidentes, homogeneização das propriedades da água distribuída, balanceamento das pressões nas redes de distribuição e de regularização das bombagens caso o reservatório esteja associado a uma estação elevatória (BARDALES, 2007)

As otimizações técnicas do sistema de distribuição de água são frequentemente utilizadas no planeamento do sistema devido à sua grande complexidade, contudo a otimização centra-se basicamente na minimização dos custos.

2.3.1. Reservatório Elevados de Água para Consumo

As estações elevatórias são estruturas de elevação que elevam a água até o reservatório elevado a uma determinada altura conseguindo uma pressão suficiente para que consiga distribuir a água aos pontos de consumo da população. No entanto o reservatório elevado serve também para constituir uma reserva em caso de emergências. Estes também funcionam em conjunto com outros reservatório de baixa, onde se tem mais capacidade de armazenamento do que o elevado (Almeida, P, 2014). Os reservatórios elevados são capazes de fornecer água mesmo em situações de falha de energia pois o seu funcionamento assenta na pressão hidrostática produzida pela elevação da água. No entanto ao fim de algum tempo será necessário energia para o funcionamento das bombas que permitem o seu enchimento (Soler & Arenales, 2015).

2.3.2. Consumo Energético na Bombagem de Água

Nos sistemas de abastecimento de água a estação de bombagem de água, nomeadamente o sistema de elevação da água é um dos principais componentes na distribuição da água, no entanto o uso destes componentes acarretam custos energéticos elevados.

A estação elevatória é composta por, tubagens e pelos subcomponentes elétricos e mecânicos na qual são caracterizadas por sub-subcomponentes tais como, a bomba, o motor, o sistema de controlo, módulo fotovoltaico e transformador (BARDALES, 2007). Dentre estes componentes, o motor elétrico é o componente de maior consumo do sistema, por sua funcionalidade de transformação da energia elétrica em mecânica. Utiliza-se acoplado a bomba por sua simplicidade e flexibilidade no funcionamento do sistema.

Atualmente já se consideram medidas operacionais nas instalações dos sistemas de bombagem de água a fim de minimizar os custos energéticos causados pela ineficiência das bombas. Essa poupança pode ser conseguida se forem implementadas boas práticas de funcionamento no sistema tais como a substituição de bombas de rotação constante por bombas de rotação variável (BRVs), entre outras práticas de poupança.

2.4 Estratégia para Redução de Custos de Energia

Tendo em consideração que os subcomponentes das estações elevatórias são os órgãos mais dispendiosos em termos energéticos num sistema de abastecimento de água, a otimização do sistema passa pela redução dos custos de operação. A redução dos custos de energia consumida dá-se na manipulação de três estratégias de redução dos custos (BARDALES, 2007). Estas estratégias consideram cenários onde a redução do custo de energia dá-se sem a diminuição do consumo de

energia elétrica, a redução pela diminuição do consumo de energia elétrica ou então a redução dos custos pela alteração da estratégia operacional.

O cenário das reduções sem diminuição do consumo visa-se nas melhorias que não necessitam de investimentos, ou seja, são melhorias que vão da alteração da potência contratada a melhoria no fator de carga. Já a redução pela diminuição do consumo de energia elétrica consiste em medidas de caráter prático, ou seja, consiste na mudança de componentes do sistema a fim de conseguir uma redução nos consumos, controlo das fugas, ou mesma a mudança de todo os componentes do sistema.

O último cenário de estratégia visa a alteração da estratégia operacional, ou seja, adequação do consumo do sistema a períodos onde a tarifa é mais barata, ou restringir o funcionamento em intervalos de tempos que sejam estritamente necessário o consumo.

2.5 Estrutura Tarifária de Portugal / Europa

O sistema tarifário de energia elétrica constitui um conjunto de normas e regulamentos que visam estabelecer e adequar o preço da eletricidade a diferentes consumidores.

O período tarifário caracteriza-se por períodos trimestrais e mensais. Os períodos trimestrais como o nome sugere são períodos constituídos por 3 meses, começando pelo primeiro dia do primeiro mês ao último dia do terceiro mês. O período horário é caracterizado pelos seguintes períodos de entrega de energia elétrica, ponta, cheia, vazio e super vazio (ERSE,2014).

A duração dos períodos tarifários horários é diferente de acordo com a hora legal em que se enquadram, ou seja, hora legal de inverno e hora legal de verão assim como o ciclo semanal e com o ciclo horário (ERSE,2014). A Tabela 2.1 representa as variações da duração dos períodos horários correspondentes aos dias de úteis e fins-de-semana.

Tabela 2.1 Duração do Período horário (ERSE)

Segunda a Sexta Inverno				Segunda a Sexta Verão			
Ponta	Cheia	Vazio	Super Vazio	Ponta	Cheia	Vazio	Super Vazio
5 h	12 h	3 h	4 h	3 h	14 h	3 h	4 h
Sabado Inverno				Sabado Verão			
0	7 h	13 h	4 h	0	7 h	13 h	4 h
Domingo Inverno				Domingo Verão			
0	0	20 h	4 h	0	0	20 h	4 h

A tabela 2.2 evidencia as diferenças de duração dos períodos tarifários segundo o ciclo semanal.

Tabela 2.2 Ciclo semanal de fornecimento de energia (ERSE)

Ciclo Semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental	
Período de hora legal de Inverno	Período de hora legal de Verão
De Segunda-feira a Sexta-feira	De Segunda-feira a Sexta-feira
Ponta: 09:30 / 12:00 h 18:30 / 21:00 h	Ponta: 09:15 / 12:15 h
Ponta: 07:00 / 09:30 h 12:00 / 18:30 h 21:00 / 24:00 h	Cheia: 07:00 / 09:15 h 12:15 / 24:00 h
Vazio normal: 00:00 / 02:00 h 06:00 / 07:00 h	Vazio normal: 00:00 / 02:00 h 06:00 / 07:00 h
Super vazio 02:00 / 06:00 h	Super vazio 02:00 / 06:00 h
Sábado	Sábado
Cheia: 09:30 / 13:00 h 18:30 / 22:00 h	Cheia: 09:00 / 14:00 h 20:00 / 22:00 h
Vazio normal: 00:00 / 02:00 h 06:00 / 09:30 h 13:00 / 18:30 h 22:00 / 24:00 h	Vazio normal: 00:00 / 02:00 h 06:00 / 09:00 h 14:00 / 20:00 h 22:00 / 24:00 h
Super vazio: 02:00 / 06:00 h	Super vazio: 02:00 / 06:00 h
Domingo	Domingo
Vazio normal: 00:00 / 02:00 h 06:00 / 24:00 h	Vazio normal: 00:00 / 02:00 h 06:00 / 24:00 h
Super vazio: 02:00 / 06:00 h	Super vazio: 02:00 / 06:00 h

2.6 Sistema de Bombagem Solar

O custo da energia tem registado uma subida permanente ao longo dos anos, a utilização de fontes de energia renovável é uma aposta segura e fiável, mesmo em locais que já tenham acesso a energia. Todas as políticas europeias apontam no sentido da utilização de energias renováveis, existindo até incentivos para a execução de projetos, de forma a obter um futuro sustentável económica e ambientalmente.

Os sistemas de bombagem solar são sistemas caracterizados pelo uso do recurso fotovoltaico para elevar a água até o reservatório de distribuição que por sua vez abastece um certo ponto de consumo, que pode ser para rega e para um sistema de abastecimento de água para uma dada população que o sistema abrange.

Um sistema de bombagem solar é naturalmente constituído pelos mesmos elementos de um sistema fotovoltaico convencional, acrescentando-lhe um reservatório de água, uma bomba e um motor para ajudar no processo de elevação ou deslocação da água de um reservatório para outro (CRESESB, 2014).

A bombagem solar pode ser direta quando um painel solar fotovoltaico fornece energia diretamente à bomba, permitindo o seu funcionamento ininterrupto desde que exista radiação solar suficiente, variando o caudal disponibilizado pela bomba de acordo com a energia solar disponível a cada momento. A estes sistemas deve associar-se um reservatório, que funciona como bateria de energia potencial, colocado a uma cota elevada que permita a utilização da água em qualquer momento e na quantidade pretendida, independentemente da radiação solar disponível no momento (Energlobo, 2014).

2.6.1. Bombas Hidráulicas

Bombas hidráulicas são máquinas hidráulicas que recebem energia de outras máquinas (motor). Caracterizam-se pela conversão da energia mecânica em energia hidráulica e pelo deslocamento da água (MOREIRA, 2012).

Para o dimensionamento de uma bomba solar tem-se que ter em consideração aspetos tais como o caudal que é consumido ou que será consumido, a altura manométrica a que a bomba terá de elevar a água e as características de insolação do local a fim de poder traçar um perfil produção ou consumo.

2.6.2. Tipos de Bombas

As principais categorias de bombas que podem ser utilizadas em sistemas fotovoltaicos isolados dividem-se em bombas centrífugas e bombas volumétricas (HAIBARA, 2013).

2.6.2.1 Bombas centrífugas

Bombas centrífugas são bombas que funcionam para grande volume de água e pequenas alturas manométricas. São sempre giratórias e são um tipo de bomba hidráulica que transforma a energia mecânica de um motor.

O desempenho de uma bomba centrífuga em corrente contínua conectada diretamente ao gerador fotovoltaico é muito sensível ao valor da radiação solar, ou seja, se houver uma diminuição nos níveis de irradiância, a corrente do gerador cai e o motor roda mais lentamente.

As bombas centrífugas podem ser classificadas por bombas submersíveis, bombas de superfície e bombas multiestágios. As bombas superficiais e submersas são caracterizadas pela sua posição no sistema, ou seja, as submersas trabalham submersas no reservatório de recolha ou poço, enquanto, que as superficiais necessitam de tubos de sucção. As bombas multiestágios são bombas que funcionam com vários motores, possibilitando a regulação da energia fornecida ao fluido (HAIBARA, 2013).

Nas figuras 2.4, 2.5 e 2.6 ilustram-se os diferentes tipos de bombas centrífugas (Bombas centrífugas.jpg).



Figura 2.3 Bomba centrífuga submersível ()



Figura 2.4 Bomba centrífuga multiestágio



Figura 2.5 Bomba centrífuga superficial

2.6.2.2 Bombas Volumétricas

As bombas volumétricas, também denominadas bombas de deslocamento positivo, são adequadas quando se deseja atingir grandes alturas manométricas com pequenas ou moderados volumes de água. A sua eficiência aumenta com o aumento da sua altura manométrica. Em comparação com as bombas

centrífugas verifica-se que em relação ao caudal de água, a bomba volumétrica apresenta menor dependência em relação a altura manométrica.

As bombas volumétricas são muito adequadas para ligação direta aos geradores fotovoltaicos, devidas as suas características de operação não se ajustarem tão bem a saída do gerador fotovoltaico, necessitando assim de controladores eletrônicos para ajustar o ponto operacional do gerador fotovoltaico e proporcionar a corrente necessária para o arranque da bomba, que solicita mais potência da bomba centrífuga (Sánchez, 2012). Ilustra-se na figura 2.6 um exemplo de uma bomba volumétrica. (Bombas centrífugas.jpg).

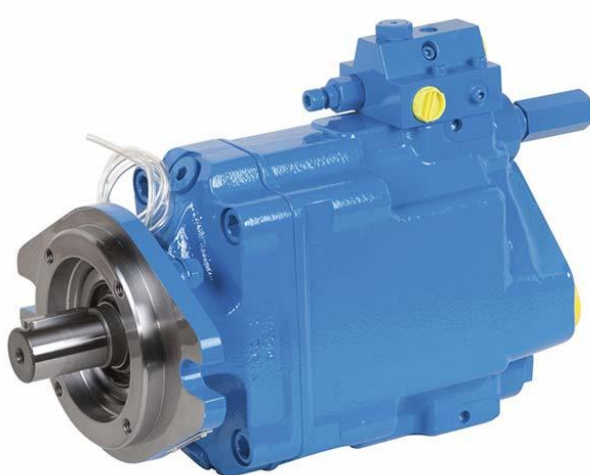


Figura 2.6 Bomba volumétrica

3. *Otimização Business-As-Usual*

Neste capítulo faz-se uma descrição das metodologias usadas para a elaboração do primeiro objetivo da presente dissertação que consiste no projeto do aproveitamento do sistema fotovoltaico sem alterar a operação do sistema de bombagem de água.

3.1. Definição do Projeto

O projeto numa primeira parte concentra-se na implementação de um sistema de aproveitamento fotovoltaico no âmbito do modelo de autoconsumo numa empresa fictícia no ramo de abastecimento de água, localizada no Monte de Caparica, no concelho de Almada. Para efeitos de simulação, considerou-se a localização da Faculdade de Ciências e Tecnologia, tendo-se retirado dados publicados na referência (Almeida, P., 2014).

Foi feita uma estimativa de valores de consumo e irradiância do local tendo em conta os dados da localização fornecidos pela ferramenta disponível online *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*². Os dados fornecidos pelo PVGIS incluem colunas que podem variar de acordo com as necessidades de informação, porém as principais colunas de dados são: horas, irradiância global, difusa e temperatura, os dados são fornecidos com o espaçamento de com 15 minutos assim como os dados estimados do consumo.

3.1.1. Influência da Temperatura das Células no Rendimento FV

A influência da temperatura das células no rendimento do módulo fotovoltaico tem um papel preponderante pois irá afetar diretamente a potência que estes irão produzir. Para identificar-se o valor da temperatura nas células de cada módulo fotovoltaico, em cada mês (de 15 em 15 minutos), recorreu-se à equação 3.1 que estima a temperatura da célula em °C a partir da temperatura ambiente (Masters, 2004):

$$T_{cel} = T_{amb} + \frac{NOCT - 20}{800} \times G \quad (3.1)$$

² <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>

Sendo o NOCT para módulos de 250 W igual a 48 °C, T_{amb} a temperatura ambiente para cada hora do dia, 20 °C temperatura da célula em condições nominais, 800 a irradiância em W/m^2 e G a irradiância solar do local também em W/m^2 .

3.1.2. Potência de Saída

Através de dados fornecidos pela ferramenta *PVGIS*, foi possível obter os valores de irradiância global e as temperaturas médias registradas durante o período diurno de cada mês para a localização considerada.

A equação 3.2 define qual a potência de saída dos módulos, tendo em conta os dados fornecidos pelo fabricante.

$$P_{DC} = P_{DC,STC} \times \left(\frac{G}{1000} \right) \times \left(1 + \left(\frac{\alpha_p}{100} \times (T_{cel} - 25) \right) \right) \quad (3.2)$$

Onde de acordo com o módulo de 250 W utilizado, α_p o valor do decaimento da potência do módulo com a temperatura igual a $-0,429 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$, $P_{DC,STC}$ a potência do módulo em condições nominais, G a irradiância solar, T_{cel} Temperatura da célula e 25°C a temperatura do módulo em condições STC.

3.1.3. Escolha dos Inversores

É necessário realizar um teste no que toca à compatibilidade do inversor com a capacidade do sistema instalado, isto é compatibilidade com a potência instalada W_p (GREENPRO, 2004). Este teste como se verifica na equação 3.3 serve para verificar se a potência instalada não excede a potência que o inversor pode receber, tendo a potência instalada de se encontrar compreendida entre os 70% e 120% do valor da potência nominal do inversor. Esta condição tem de ser verificada caso se trate de apenas um inversor, o inversor central, ou para o caso de combinações entre vários inversores.

$$70\% \times P_{FV} < P_{inv,DC} < 120\% \times P_{FV} \quad (3.3)$$

Sendo

- ◆ P_{FV} - potência instalada em kW_p .
- ◆ $P_{inv,DC}$ - potência nominal do inversor em kW .

3.1.4. Modelização das Curvas de Rendimento do Inversor

A modelização das curvas de rendimento do inversor passa pela análise das curvas tendo em conta a variação da potência de saída. Desta forma, foram modelizadas as curvas do inversor, pois apresentam a seguinte característica no gráfico 3.1.

O inversor escolhido foi o inversor trifásico *Sunny Tripower 20000TL*³ da SMA com uma potência de 20 kW.

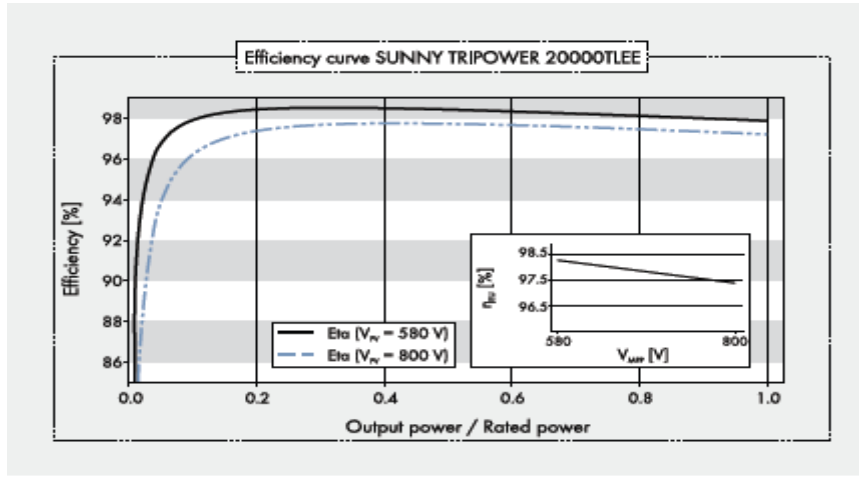


Gráfico 3.1 Curva de rendimento do inversor SMA Sunny Tripower 20000TLEE

Fonte: SMA

A curva do gráfico 3.1 é modelizada de acordo com a seguinte equação (CRESESB (2014)):

$$\eta_{inv} = \frac{\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}}{\frac{P_{AC}}{P_{NOM}} + K_0 + K_1 \times \frac{P_{AC}}{P_{NOM}} + K_2 \times \left(\frac{P_{AC}}{P_{NOM}}\right)^2} \quad (3.4)$$

³ www.SMA-solar.com

A equação 3.4 apesar de estar definida para a potência AC, ou seja, potência de saída do inversor, teve de ser adaptada pois ao estarmos a iterar potências estas encontram-se definidas em DC, ou seja, antes de passar pelo inversor. Verifica-se na equação 3.5 a fórmula adaptada da modelização do rendimento dos inversores, considerando que os valores de rendimentos da potência AC e DC são aproximados e por isso pode-se utilizar a equação 3.5.

$$\eta_{inv} = \frac{\frac{P_{DC}}{P_{NOM}}}{\frac{P_{DC}}{P_{NOM}} + K_0 + K_1 \times \frac{P_{DC}}{P_{NOM}} + K_2 \times \left(\frac{P_{DC}}{P_{NOM}}\right)^2} \quad (3.5)$$

Com a ajuda do *software Matlab* da *MathWorks* utiliza-se a aplicação *cftool* (*Curve Fitting*) para calcular os parâmetros K_0 , K_1 , K_2 . Esta aplicação permite calcular estes parâmetros de forma a criar uma curva que passe pelos pontos definidos no eixo das abcissas (x), razão entre potência de funcionamento DC e potência nominal, e ordenadas (Y), os diversos rendimentos.

Tendo o rendimento do inversor para diferentes potências, calculou-se a potência alternada (produzida) através da equação 3.6.

$$\text{Potência}_{AC} = P_{DC} \times N^{\circ}_{Inversor} \times \eta_{Inversor} \times \eta_{Perdas} \quad (3.6)$$

Sendo P_{DC} a potência nominal instalada em kW, $N^{\circ}_{Inversor}$ a quantidade de inversores, que varia com a potência nominal a ser utilizada, $\eta_{Inversor}$ o rendimento do inversor calculado em kW e η_{Perdas} o rendimento da perdas.

3.1.5. Escolha do Módulo Fotovoltaico

Foram considerados os módulos fotovoltaicos policristalinos de 250 W_p da empresa S-Energy (referência SM-250PC8)⁴.

3.1.6. Indicadores Financeiros

A escolha de um investimento ou de um projeto a implementar não é realizada com base apenas na sua viabilidade técnica. Na realidade a escolha de um projeto, em detrimento de outros igualmente

⁴ <http://www.amerescosolar.com/sites/default/files/S-Energy%20SM-250PC8.pdf>

viáveis numa perspetiva meramente técnica, é realizada por meio de uma comparação das suas avaliações económicas.

Para o presente trabalho a avaliação económica foi realizada determinando o Valor Atual Líquido (*VAL*), Taxa Interna de Rentabilidade (*TIR*) e o Período de Retorno do Investimento Atualizado (*PRI*, *payback*) como os principais indicadores que vão suportar a decisão da escolha do melhor cenário.

3.1.6.1 Valor atual líquido (*VAL*)

O valor atual líquido (*VAL*) como se verifica na equação 3.7 determina o valor líquido atual de um investimento utilizando uma taxa de atualização e o *cashflow* calculado.

$$VAL = \sum_{t=1}^N \frac{R_t - D_t}{(1 + r)^t} - I_0 \quad (3.7)$$

Sendo:

- ♦ t – Números de anos.
- ♦ I_0 – Investimento Inicial.
- ♦ N – Período de investimento.
- ♦ R_t – Receitas (Poupança) no ano t .
- ♦ D_t - Despesas (custos O&M) no ano t .
- ♦ r – Taxa de atualização, custo do capital, rentabilidade de um investimento financeiro com risco idêntico.

Verifica-se na equação 3.8 o cálculo do *cashflow* que caracteriza a diferença entre as entradas e saídas de dinheiro tendo em conta uma taxa de atualização anual, que aplicado a este projeto se traduz na diferença entre os *cashflows* e o investimento de todo o sistema obtida com o mesmo ao longo de 15 anos.

$$Cashflows = Receitas - Custos\ O\&\ M \quad (3.8)$$

Contudo utilizou-se a função *VAL* do Excel juntamente com a taxa de atualização de 6% para agrupar todos os valores de *cashflow* durante 15 anos.

Com base neste parâmetro é possível definir os critérios de aceitação e de rejeição do projeto em questão, como se pode observar na tabela 3.1.

Tabela 3.1 Critério de Análise do VAL

Indicador	Critério
$VAL > 0$	Investimento Viável
$VAL = 0$	Situação limite
$VAL < 0$	Investimento inviável

3.1.6.2 Taxa Interna de Rentabilidade

TIR é o valor da taxa de atualização que para o período de investimento tem conta a desvalorização do dinheiro e quanto maior for o valor deste indicador, mais rentável será o investimento, sendo o contrário também verdadeiro. Genericamente, quanto mais elevada, mais capacidade terá o projeto de remunerar o capital investido. Para esse projeto utilizou-se a função *tir* () do Excel para agrupar todos os valores do *cashflow* distribuídos num horizonte temporal de 15 anos.

3.1.6.3 Período de Retorno do Investimento (*payback*)

O período de retorno do investimento indica o período de tempo necessário de funcionamento da instalação fotovoltaica de modo a rentabilizar o investimento total, isto é, o período de tempo que o projeto leva a recuperar o capital investido por completo. Para o cálculo desse indicador é necessário a análise dos resultados do *cashflow* acumulado, ou seja, quando o valor do *cashflow* acumulado passa de negativo para positivo significa que a partir desse ano o Projeto começa a ter lucro.

3.2. Análise dos Dados

Neste capítulo vai-se analisar os dados de um sistema de abastecimento de água, os seus consumos no sentido de dimensionar um sistema de aproveitamento fotovoltaico de autoconsumo que seja viável e que consiga amortizar o investimento em poucos anos.

Vão ser apresentados os resultados das várias simulações efetuadas e detalham-se os resultados obtidos e analisam-se os mesmos no final.

3.2.1. Potência do Consumo

O estudo teve como ponto de partida a análise dos consumos da energia elétrica do local em estudo relativas ao exercício fiscal de 2014. Considerou-se, em cada período tarifário (Pontas, Cheias, Vazio Normal e Super Vazio), que as bombas consistiriam o maior consumidor da instalação, e que funcionariam a potência aproximadamente constante.

No gráfico 3.2 verifica-se as energias mensais consumidas no sistema.

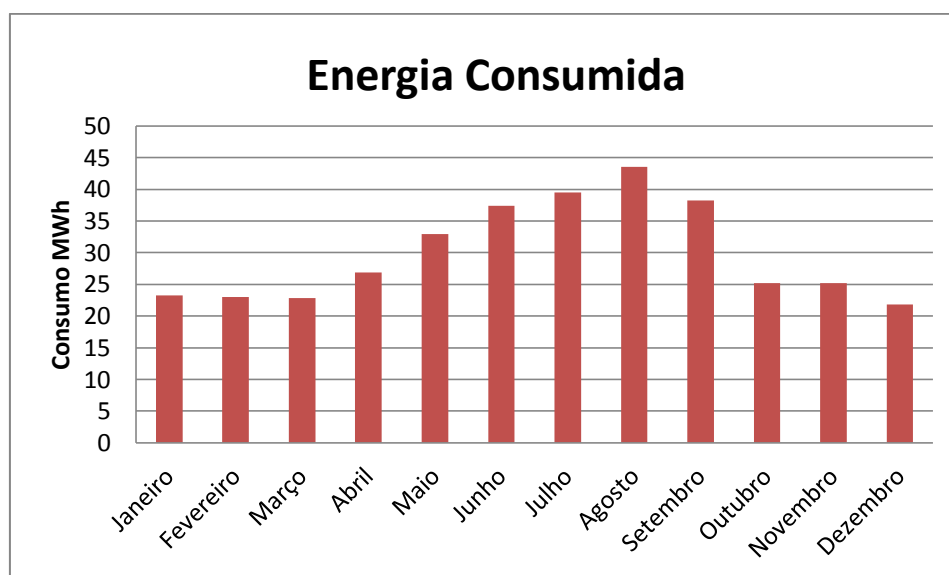


Gráfico 3.2 Energia mensal consumida pelo Sistema

Como se pode verificar no gráfico 3.2, há mais energia consumida no mês de Agosto e menos em Dezembro, pelo que no dimensionamento tomou-se como referência esses dois meses.

O cálculo dos consumos teve em conta os seus períodos tarifários (Ponta, Cheia, Vazio Normal e Super Vazio) e o número de dias da semana e fins-de-semana.

No gráfico 3.3 observa-se a potência média de consumo na instalação, em função dos respectivos períodos tarifários, e como se pode constatar há maior consumo de potência nos períodos de ponta e cheia do que nos outros períodos, reforçando assim a necessidade de otimização desse consumo nesses períodos críticos onde as tarifas são mais caras.

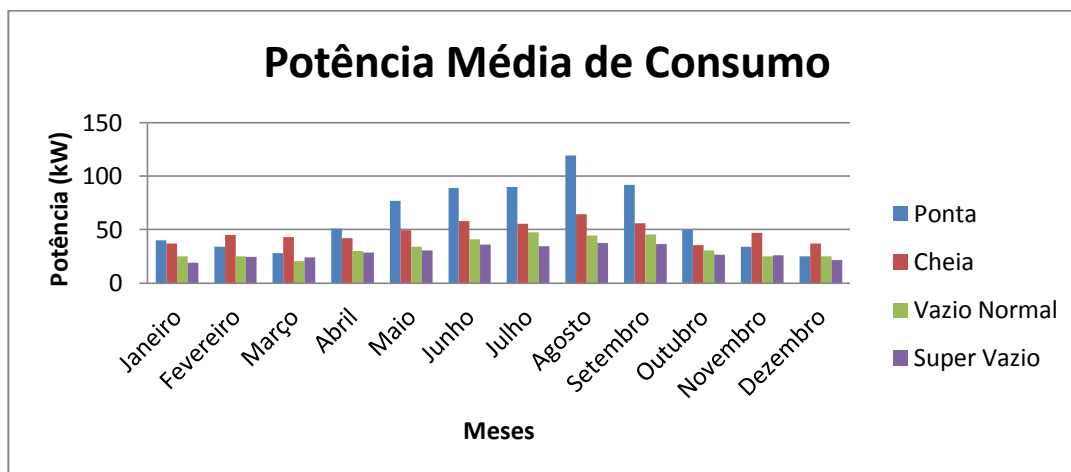


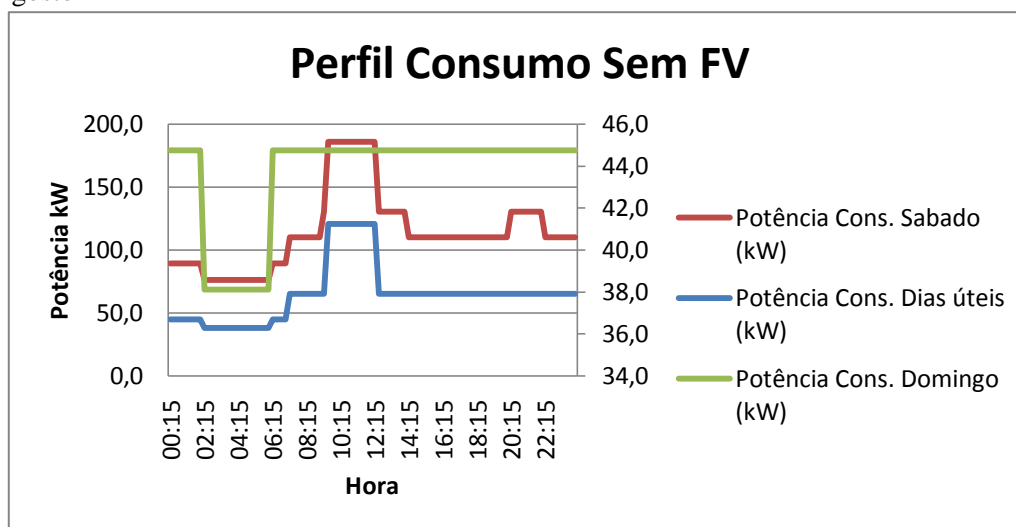
Gráfico 3.3 Potências médias de consumo em função do respectivo período tarifário

Verifica que o mês de Agosto é o mês com maior potência de consumo, tanto nas horas de ponta e cheia onde os custos são maiores como nas outras horas em relação aos outros meses, por isso será utilizado o mês de Agosto (maior consumo) e o mês de Dezembro (menor consumo) como base de referência para os cálculos para o aproveitamento fotovoltaico.

No gráfico 3.4 apresentam-se os diagramas de carga estimados com base nesta abordagem, correspondentes aos meses de maior (Agosto) e menor (Dezembro) consumo total, tendo em conta a variação de consumo para os dias úteis e os fins-de-semana. Para o caso concreto dos exemplos abaixo foi considerado uma potência nominal de 60 kW_P para os dias da semana para os meses de maior e menor consumo.

Sabe-se que geralmente o aspeto de um diagrama de carga são caracterizadas por linhas cheias de ondulações e picos para o diagrama de carga da gráfico 3.4 estimou-se os valores por ser mais fácil a análise, dando o aspeto quase linear que se verifica nos perfis de consumo.

a) Agosto



b) Dezembro

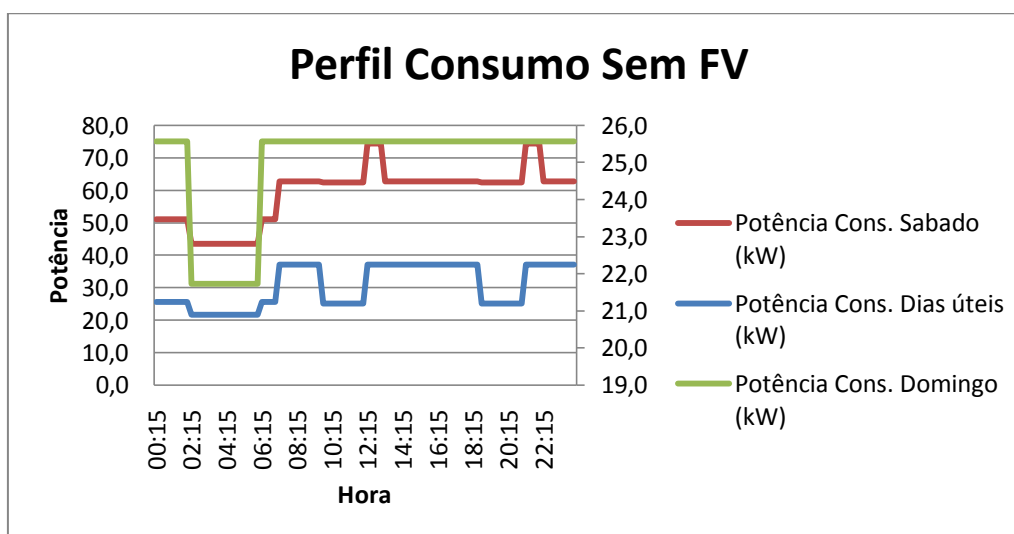


Gráfico 3.4 Estimativa dos diagramas de carga relativamente aos meses de maior consumo (Agosto) e (b) de menor consumo (Dezembro)

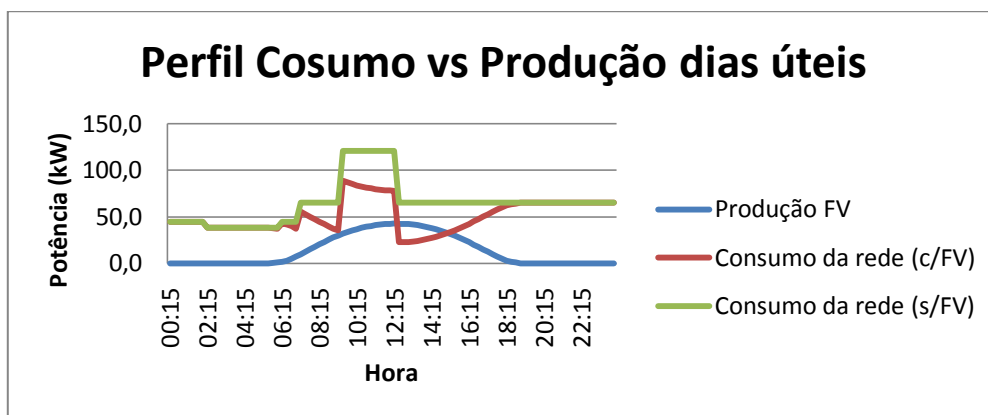
3.2.2. Potência de Produção

Para o cálculo da potência de produção foram inicialmente consideradas as diversos dados para a análise e implementação, nomeadamente, os dados da irradiância, temperatura, o ângulo ótimo de inclinação do módulo (35°C) e a orientação da mesma para sul de forma a maximizar o seu aproveitamento solar.

Para o estudo foram analisados cenários a nível de produção segundo potências nominais de 20 kW_P a 90 kW_P, a fim de conseguir vários perfis de produção. O número de inversores e de módulos fotovoltaicos varia consoante o valor da potência nominal, ou seja, para uma potência de 20 kW_P é necessário um inversor, porém para uma potência de 60 kW_P precisa-se de três inversores.

Na Gráfico 3.5, observa-se dois exemplos de simulação para uma potência instalada de 60 kW_P relativos ao balanço entre o consumo com FV, consumo sem FV e a produção FV nos dias úteis para o mês de maior e menor produção nos períodos de verão e inverno respetivamente.

a) Agosto



b) Dezembro

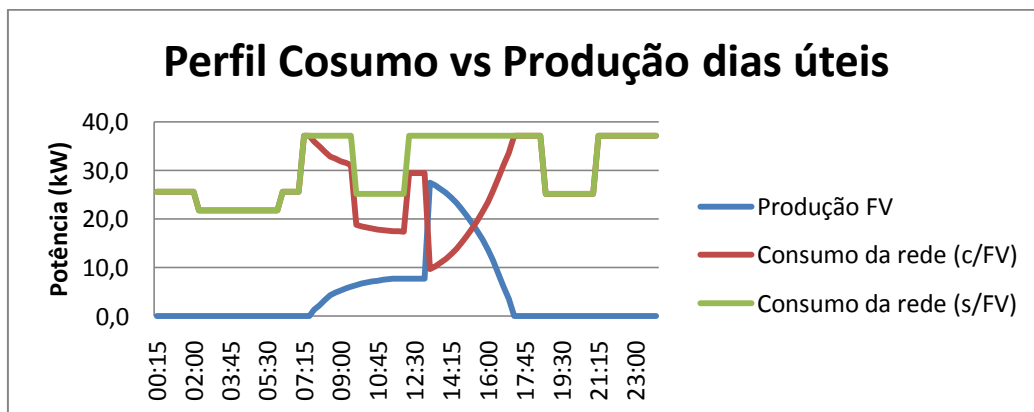


Gráfico 3.5 Exemplo simulação para uma potência instalada de 60 kW_P, nos dias úteis dos meses de (a) Agosto e (b) Dezembro

Verifica-se nos perfis do balanço consumo vs. Produção para o mês de Agosto e Dezembro que com o sistema fotovoltaico há uma diminuição no consumo e principalmente nas horas de ponta consegue-se satisfazer as necessidades de consumo sem ter que consumir a rede elétrica. Em relação a curva de produção, não se considerou a radiação difusa para o mês de Agosto por considerar que como se trata do mês de verão com maior produção, os valores que radiação difusa não serem relevante em relação a radiação global. Para o perfil do mês de Dezembro que como se trata de um mês de inverno considerou-se os valores da radiação difusa por serem mais relevantes nas condições de sombreamento como se pode observar na figura 3.1.

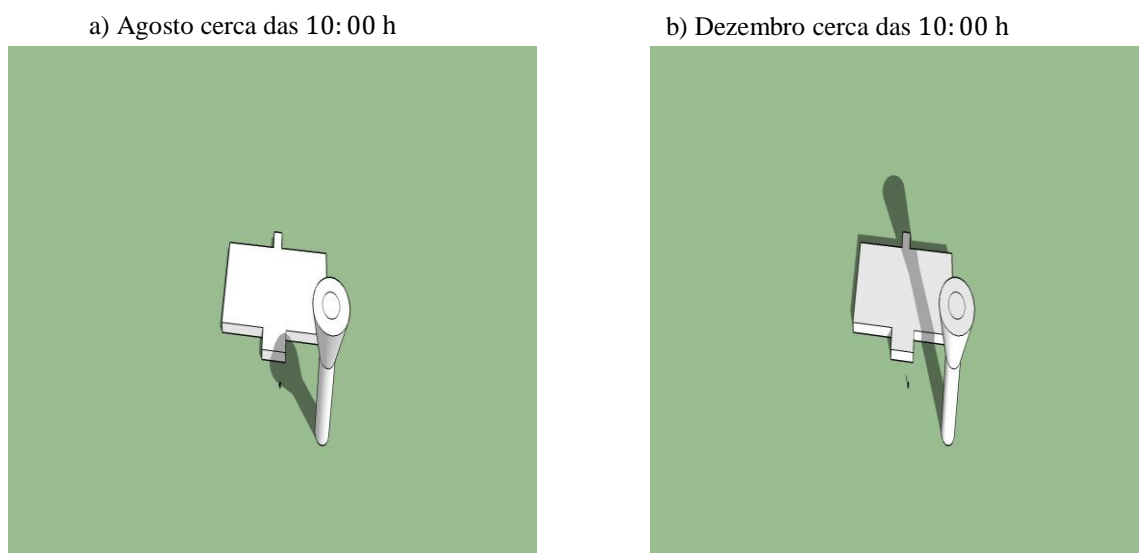


Figura 3.1 Sombreamento provocado pelo reservatório elevado para o mês de a) Agosto e b) Dezembro

3.2.3. Análise Financeira

A avaliação financeira é um fator decisivo na implementação de um projeto, tendo por base o investimento inicial estimado a partir da realização de um orçamento.

Foi considerado um custo de Operação e Manutenção (O&M) de 400 €/ano, de acordo com uma consulta ao mercado.

Para conseguir avaliar a aceitabilidade do projeto foram consideradas diferentes valores de potência (20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, e 90 kW_p) a fim de conseguir um horizonte de cenários suficientes para a tomada de decisão.

Tendo em conta os consumos do sistema para diferentes cenários de potência calculou-se os custos tendo em consideração os diferentes períodos tarifários (Ponta, Cheia, Vazio Normal, Super Vazio) e

para cada mês individualmente, calculando o consumo com e sem o sistema fotovoltaico e a produção fotovoltaica por cada período tarifário em kWh. Considerou-se, adicionalmente o aumento das tarifas de eletricidade de 2% ao ano, o aumento do consumo da instalação de 1% ao ano, a Inflação de 0,5% ao ano e a degradação dos módulos de 1% ao ano, face ao valor inicial.

A poupança é calculada a partir da diferença entre os consumos de energia antes e depois da instalação do sistema fotovoltaico, multiplicada pela tarifa de energia anual tendo em conta o aumento anual do consumo de 1%.

3.2.3.1 Análise dos custos

A análise dos custos teve em consideração os custos de todos os períodos tarifários e as das redes de potência antes de depois da instalação do sistema fotovoltaico. Pode-se verificar um exemplo dessa análise nas tabelas 3.2 e 3.3 referente ao mês de maior (Agosto) e menor (Dezembro) consumo respectivamente.

Tabela 3.2 Análise dos custos para o mês de Agosto (Maior consumo)

Análise dos Custos			
	Antes	Depois	
Ponta	880,54 €	597,40 €	
Cheia	2.215,55 €	1.652,06 €	
Vazio	712,06 €	546,01 €	
Super vazio	270,90 €	270,08 €	
PTCON	183,50 €	136,34 €	
PTHPT	945,90 €	574,81 €	
Total	5.208,44 €	3.776,70 €	
	100%	73%	
			Poupança total
			1.431,74 €
			27%

Tabela 3.3 Análise dos custos para o mês de Dezembro (Menor consumo)

Análise dos Custos			
	Antes	Depois	
Ponta	335,41 €	287,05 €	
Cheia	1.167,99 €	945,58 €	
Vazio	358,46 €	306,37 €	
Super vazio	154,47 €	154,47 €	
PTCON	183,50 €	136,34 €	
PTHPT	197,38 €	168,92 €	
Total	2.397,21 €	1.999,08 €	
	100%	83%	
			Poupança total
			398,13 €
			17%

Nos dois casos consegue-se uma diminuição significativa nos custos de energia consumida. Comparativamente consegue-se com a instalação do sistema fotovoltaico uma poupança de 27% no mês de Agosto e 17% para o mês de Dezembro. Essa diferença percentual da poupança reflete a capacidade de produção do sistema, ou seja, consegue-se poupar mais no mês de Agosto do que no mês de Dezembro basicamente porque temos mais sol no mês de agosto e com isso consegue-se aproveitar mais a energia proveniente do sistema e vai-se consumir menos energia a rede.

Para a análise financeira global foi necessário orçamentar todos os custos inerentes ao projeto. Na tabela 3.4 verifica-se os orçamentos dos principais componentes económicos necessários para a análise económica do projeto.

Tabela 3.4 Orçamento do projeto

Pot. inst. (kW _p)	Potência do inversor ⁵		Nº inversores	Custo mód.	Custo inversor	Custo BOS, obra	Invest. Inicial	Custo por Wp (€/Wp)
	70%	120%						
20	14	24	1	15.000,00 €	2.034,50 €	20.735,00 €	42.319,50 €	2,12 €
30	21	36	2	22.500,00 €	4.069,00 €	29.185,00 €	60.304,00 €	2,01 €
40	28	48	2	30.000,00 €	4.069,00 €	35.035,00 €	73.654,00 €	1,84 €
50	35	60	2	37.500,00 €	4.069,00 €	42.835,00 €	88.954,00 €	1,78 €
60	42	72	3	45.000,00 €	6.103,50 €	46.735,00 €	102.388,50 €	1,71 €
70	49	84	3	52.500,00 €	6.103,50 €	53.885,00 €	117.038,50 €	1,67 €
80	56	96	4	60.000,00 €	8.138,00 €	61.035,00 €	133.723,00 €	1,67 €
90	63	108	4	67.500,00 €	8.138,00 €	72.020,00 €	152.208,00 €	1,69 €

Essa análise financeira teve como objetivo determinar o período de retorno do investimento tendo em conta as premissas de perda de produção dos painéis ao longo dos 15 anos por este ser um período de tempo ser mais apelativo para um investidor, uma vez estes garantem que os painéis se encontram a 80% da sua condição inicial para a conversão de energia, contrato de fornecimento de energia em média tensão, aumento do preço da energia elétrica de 2% ao ano e variação prevista do consumo da instalação.

⁵ Anexo B

Os Exemplos a seguir ilustram como se efetuou a análise dos indicadores financeiros para os diferentes valores de potência estudados.

✦ Para a Potência nominal de 20 kW_P obtiveram-se os seguintes resultados:

Tendo em consideração o valor da receita anual e dos custos de O&M (400 €/ano), calculou-se o *cashflow* tendo em conta a equação 3.8 para os 15 anos de análise.

$$Cashflow = Receita - O\&M$$

Por exemplo para o ano 0 o valor do *cashflow* é igual ao valor do investimento inicial referente a potência de 20 kW_P, ou seja, - 42.319,50 €.

Para o primeiro ano o *cashflow* será:

$$Cashflow = 3.932,18 \text{ €} - 402 \text{ €}$$

$$Cashflow = 3.530,18 \text{ €}$$

Procedeu-se ao cálculo de todos os *cashflows* para todas as potências nominais em estudo durante os 15 anos.

Para o cálculo do *cashflow* acumulado utilizou-se a equação 3.9 e 3.10. Para o ano 0 calculou-se o valor do *cashflow* acumulado tendo em conta o valor do *cashflow* e a taxa de atualização de 6% de acordo com o número de anos.

$$Cashflow_{Acumulado \text{ ano } 0} = Cashflow \times (1 + Taxa_{Atualização})^{N^o \text{ Anos}} \quad (3.9)$$

Logo:

$$Cashflow_{Acumulado \text{ ano } 0} = -42.319,50 \text{ €} \times (1 + 6\%)^0$$

$$Cashflow_{Acumulado \text{ ano } 0} = -42.319,50 \text{ €}$$

Para os anos seguintes calculou-se o *cashflow* acumulado a partir da soma dos *cashflows* como se pode observar na equação 3.10.

$$Cashflow_{Acumulado} = Cashflow_{Acumulado} + cashflow \quad (3.10)$$

Para o primeiro ano o *cashflow* acumulado será calculado a partir da soma do *cashflow* acumulado do ano 0 com o *cashflow* do primeiro ano, como se observa no exemplo abaixo:

$$\text{Cashflow}_{\text{Acumulado}} = -42.319,50 \text{ €} + 3.530,18 \text{ €}$$

$$\text{Cashflow}_{\text{Acumulado}} = -38.789,32 \text{ €}$$

Em relação ao cálculo dos indicadores financeiros, nomeadamente o *VAL*, *TIR* e o *Payback*, calculou os dois primeiros indicadores através do comando *VAL* e *TIR* do Excel seleccionando os valores do *cashflow*. Nesse caso com uma taxa de atualização de 6%, obteve-se para o exemplo da potência nominal de 20 kW_p, *VAL* = - 8.729,11 € e *TIR* = 2,4%.

Para o cálculo do *payback* observou qual ano é que o valor do *cashflow* acumulado passa de negativo para positivo como se observa no excerto da tabela 3.5.

Tabela 3.5 Excerto Análise dos Indicadores Financeiros

	Receita	O&M	Cashflow	Cashflow Acumulado
0			-42.319,50 €	-42.319,50 €
1	3.932,18 €	402,00 €	3.530,18 €	-38.789,32 €
2	3.925,16 €	404,01 €	3.521,15 €	-35.268,17 €
...
12	3.706,76 €	424,67 €	3.282,09 €	-1.163,17 €
13	3.599,91 €	426,79 €	3.173,12 €	2.009,94 €
14	3.559,00 €	428,93 €	3.130,07 €	5.140,02 €

Logo, observa-se que para o exemplo da potência nominal igual a 20 kW_p, o investimento é recuperado em 13 anos.

Para os outros valores de potências nominais seguiu-se o mesmo procedimento para o cálculo dos indicadores financeiros realizados nos exemplos anteriores.

3.3. Análise dos Resultados

Tendo em conta o cálculo dos indicadores financeiros para todas as potências consideradas para o estudo, obteve-se os seguintes resultados da tabela 3.6.

Tabela 3.6 Resultado Indicadores Financeiro

Indicadores	20	30	40	50	60	70	80	90
Taxa	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%	6%
VAL	-8.729,11 €	-9.477,13 €	-7.598,45 €	1.094,07 €	3.867,38 €	-2.544,66 €	-6.560,44 €	-13.313,09 €
TIR	2%	3%	4%	6,2%	6,6%	5,6%	5%	5%
Payback (Anos)	13	13	11	10	10	10	11	11

De acordo com os resultados dos cálculos tendo em conta a poupança, os custos de operação, os *cashflows*, constatou-se que o uso da potência nominal de 60 kW_P apresenta como se pode verificar na tabela 3.6 o *payback* mais baixo (10 anos), tal como a *TIR* mais elevada de todas as opções analisadas (6,6%) em relação as outras potências analisadas.

Graficamente a análise financeira do *cashflow* acumulado para a potência de 60 kW_P é caracterizado pelo gráfico 3.6 abaixo.

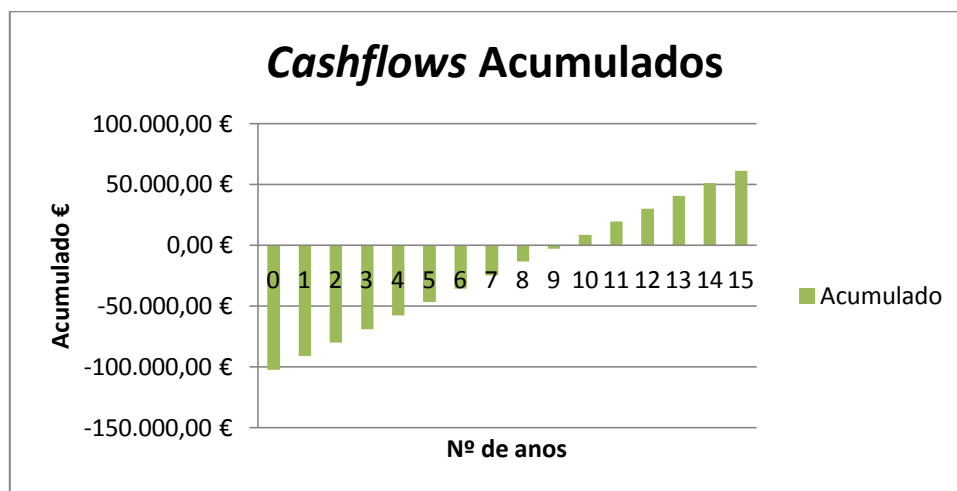


Gráfico 3.6 *Cashflow* Acumulado para a potência de 60 kW_P

O gráfico 3.6 significa que para o uso de uma potência nominal de 60 kW_P o investimento feito inicialmente de 102.388,50 € será recuperado em 10 anos e por ter o *TIR* mais elevado (6,6%) do que os outros exemplos o projeto terá maior capacidade de remunerar o capital investido.

O presente capítulo baseou-se na esquematização de um processo que como se pode verificar no exemplo da tabela 3.7 correspondentes aos consumos, as faturas e a poupança anual que se consegue referentes a produção fotovoltaica para a potência escolhida de 60 kW_p.

Tabela 3.7 Consumo Anual do Sistema com 60 kW_p

	Consumo Total MWh	Consumo com FV (MWh)	Factura original sem FV	Factura prevista com FV	Poupança (€)
Janeiro	23	20	2.704,64 €	2.274,50 €	430,14 €
Fevereiro	23	19	2.565,98 €	2.120,19 €	445,80 €
Março	23	17	2.529,26 €	1.937,69 €	591,57 €
Abril	27	17	3.052,38 €	1.914,00 €	1.138,38 €
Maio	33	23	3.872,79 €	2.584,54 €	1.288,25 €
Junho	37	28	4.330,15 €	3.061,18 €	1.268,96 €
Julho	40	29	4.575,69 €	3.208,27 €	1.367,41 €
Agosto	44	33	5.208,44 €	3.776,70 €	1.431,74 €
Setembro	38	33	4.445,09 €	3.738,73 €	706,36 €
Outubro	25	20	2.895,38 €	2.292,04 €	603,34 €
Novembro	25	21	2.773,30 €	2.346,19 €	427,12 €
Dezembro	22	18	2.397,21 €	1.999,08 €	398,13 €
Total	360	280	41.350,31 €	31.253,12 €	10.097,20 €

No geral os consumos com o sistema fotovoltaico apresentam uma poupança de 10.097,20 €/ ano relativamente ao valor da fatura original sem o sistema fotovoltaico. Os meses de verão apresentam maiores consumos e consequentemente maiores poupanças em relação aos meses de inverno. Isso significa que para o capítulo em que o objetivo é aproveitar esse sistema para otimizar o processo de armazenamento e descarga de volumes de água no reservatório, os meses de verão serão os que possivelmente apresentarão os melhores perfis a nível de poupança.

4. Otimização com Alteração da Operação

O presente capítulo tem como objetivo a adequação de um sistema de Autoconsumo fotovoltaico numa instalação de abastecimento de água a uma alteração na estratégia operacional do mesmo, visando principalmente a monitorização e controlo do processo no armazenamento de água.

A análise do comportamento das bombas para a otimização do sistema passa por conseguir adaptar o funcionamento das mesmas no sentido de conseguir que nas horas de maior radiação o sistema possa bombear a água para o reservatório a fim de conseguir uma reserva que posteriormente possa ser usado nas horas de maior consumo sem a necessidade de consumir a totalidade da energia necessária à rede, ou mesmo, sem precisar consumir energia à rede.

4.1 Definições do Projeto

Assume-se um sistema de autoconsumo fotovoltaico numa instalação de abastecimento de água constituído pelo conjunto de autoconsumo fotovoltaico, um conjunto constituído por bombas - motor e um conjunto de reserva e distribuição de água. É um sistema de autoconsumo ligado à rede que aproveita o recurso solar para acionar as bombas que bombeiam a água até um reservatório elevado.

O sistema funciona segundo o esquema representado na figura 4.1 que representa ilustrativamente o sistema de autoconsumo fotovoltaico numa instalação de abastecimento de água.



Figura 4.1 Representação ilustrativa do sistema de autoconsumo fotovoltaico numa instalação de abastecimento de água
(Dutra.J, 2005)

4.1.1. Análise de Reservatório

A análise consiste em atender as necessidades de armazenamento em cada período de operação respeitando assim seus níveis mínimos e máximos. Um sistema que monitorize os consumos a par com a produção fotovoltaica, controlando os níveis de caudal tendo como principal objetivo o aproveitamento do excesso de água e a poupança da energia consumida no processo.

Minimizar os custos no consumo de energia elétrica é adequar as necessidades de armazenamento da água no reservatório à alteração da estratégia operacional do sistema, ou seja, adaptar o funcionamento das bombas à necessidade de armazenamento, respeitando os quatro períodos tarifários (Ponta, Cheia, Vazio Norma e Super Vazio) e os limites máximos e mínimos do reservatório.

O armazenamento de água no reservatório tendo em conta os períodos tarifários constitui uma reserva de equilíbrio no sentido do armazenamento de água nas horas de maior produção fotovoltaica para posteriormente compensar nas horas de maior consumo, ou seja, nas horas em que o consumo de energia elétrica for inferior à produção fotovoltaica, o reservatório enche para que nas horas de maior consumo o volume acumulado compense o défice em relação ao caudal solicitado (Medeiros, Filho (2009)).

4.2 Análise de dados

O sistema a analisar é um sistema fictício de autoconsumo fotovoltaico numa instalação de abastecimento de água situado no Monte de Caparica, concelho de Almada. O sistema possui um reservatório com uma altura de elevação de 26 m e com a capacidade de armazenamento de 500 m³, em que o volume mínimo de segurança é de 125 m³, tendo então, um volume disponível para consumo de 375 m³ (Almeida, P. 2014). Os diagramas de consumo, para efeitos de construção da metodologia, foram construídos artificialmente.

A escolha da bomba foi feita tendo em conta os dados da altura manométrica do reservatório e o caudal máximo consumido em m³/h a fim de conseguir escolher uma bomba que adeque as necessidades de caudal do sistema.

As bombas hidráulicas escolhidas para integrar o sistema como se pode observar na figura 4.2 foram às bombas multiestágios verticais da série e.sv125⁶, do tipo 125sv2 com motor de alta eficiência da *Lowara*.



Figura 4.2 Bombas Multiestágios verticais da série e.sv125 da Lowara

Para o presente trabalho considerou-se segundo o folheto técnico da bomba a potência nominal igual a 15 kW para um rendimento médio da bomba igual a 78% e um rendimento do motor segundo os valores normalizado de 91,7%. O equipamento tem uma capacidade de 138 m³/h e pode bombear a água até uma altura de 27,7 m. Dependendo da necessidade de consumo do sistema, pode-se conjugar duas ou mais bombas.

4.2.1. Potência Hidráulica

A potência hidráulica é a quantidade de energia concedida a cada unidade de tempo que a bomba necessita para elevar a água até ao reservatório. Tendo em conta o caudal consumido em m³/h e a altura manométrica em m, obtém-se o valor da potência hidráulica em kW, através da equação 4.1 (Dutra.J, 2005).

$$P_{\text{hidr}} = \frac{\dot{Q}}{3600} \times H_{\text{mano}} \times g \times \rho \times \frac{1}{1000} \quad (4.1)$$

Sendo ρ densidade da água igual a 1000 kg/m³, g aceleração gravítica igual a 9,8 m/s², H_{mano} altura manométrica em m, \dot{Q} caudal volúmico em m³/h e os fatores de conversão 3600 s/h e 1000 kW/W.

⁶ <http://documentlibrary.xylemappliedwater.com/wp-content/blogs.dir/22/files/2012/09/e-sv-td-pt1.pdf>

Considerando valores médios de consumo em m³/h estimado para a instalação fictícia, pôde-se calcular o valor da potência hidráulica necessária para acionar as bombas para o abastecimento do reservatório. Para esse cálculo teve-se em conta valores estimados de consumo nos dias úteis, sábado e domingo de todos os meses correspondentes a um ano, valores esses que foram distribuídos num horizonte temporal de 1 hora por dia.

A seguir verifica-se um exemplo do cálculo da potência hidráulica correspondente aos dias úteis do mês de Janeiro, para os dados referentes às 00:00 h obteve-se o seguinte resultado:

Sabendo:

- ♦ $\dot{Q} = 35 \text{ m}^3/\text{h}$
- ♦ $H_{mano} = 26 \text{ m}$
- ♦ $g = 9,8 \text{ m/s}^2$
- ♦ $\rho = 1000 \text{ Kg/m}^3$

Logo:

$$P_{hidr} = \frac{35 \text{ m}^3/\text{h}}{3,600 \text{ s/h}} \times 26 \text{ m} \times 9,8 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \times 1000 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \times \frac{1}{1000} \text{ kW/W}$$

$$P_{hidr} = 2,45 \text{ kW}$$

Repetiu-se esse cálculo para os diferentes valores de consumo a fim de conseguir um horizonte de valores correspondente à potência hidráulica necessária para cada hora do dia. Esse cálculo foi efetuado para todos os meses do ano. O valor da potência hidráulica calculada significa dizer que para o consumo de 35 m³/h de água e sem produção fotovoltaica, vai ser necessário a bomba exercer uma potência de 2,45 kW para conseguir elevar essa quantidade de água necessária até o reservatório.

4.2.2. Potência Mecânica

A potência mecânica é a quantidade de energia num determinado tempo que o motor exerce para fazer trabalhar a bomba, é obtida através da relação entre a potência hidráulica e o rendimento da bomba, como mostra a Equação 4.2 (Dutra, J., 2005).

$$P_{mec} = \frac{P_{hidr}}{\eta_B} \quad (4.2)$$

- ♦ P_{hidr} - Potência hidráulica em kW.
- ♦ η_b - Rendimento da bomba.

De acordo com a ficha técnica do motor escolhido (bomba multiestágio vertical da série e.sv125) a bomba tem um rendimento máximo nominal de 78%. Seguindo o mesmo exemplo utilizado para o cálculo da potência hidráulica e a equação 4.2 e obtém-se o seguinte valor da potência mecânica:

$$P_{mec} = \frac{2,45 \text{ kW}}{78\%} = 3,14 \text{ kW}$$

Também para esse caso calculou-se a potência para todas as horas do dia e para todos os meses do ano.

4.2.3. Potência Elétrica

A potência elétrica é a quantidade de energia proveniente do sistema fotovoltaico que aciona o conjunto bomba-motor dada em kW, é obtida através da relação entre a potência mecânica e o rendimento do conjunto motor-Bomba, como mostra a Equação 4.3.

$$P_{elec} = \frac{P_{mec}}{\eta_{BM}} \quad (4.3)$$

- ♦ P_{mec} – Potência mecânica em kW
- ♦ η_{BM} - Rendimento do conjunto bomba-motor.

Para calcular o valor da potência elétrica foi necessário primeiramente calcular o rendimento do conjunto bomba-motor, como já se sabe o valor do rendimento da bomba, será necessário somente saber o valor do rendimento do motor. O rendimento do motor foi escolhido tendo em conta valor de rendimento típico de 91,7 % para motores de dois polos da classe *Eficiência IE2* para uma potência nominal de 15 kW.

Logo a potência elétrica consumida no sistema para o exemplo das 00:00 h, com uma potência mecânica de 3,14 kW, rendimento da bomba igual a 78% e o rendimento do motor de 91,7% anteriormente considerado é calculada da seguinte forma:

$$P_{elec} = \frac{3,14 \text{ kW}}{(78\% \times 91,7\%)}$$

$$P_{elect} = 4,40 \text{ kW}$$

Esse valor da potência elétrica resume todo o consumo do sistema, ou seja, para conseguir satisfazer a necessidade de consumo de 35 m³/h de água às 00:00 h relativos a um dia útil do mês de Janeiro é necessário ir buscar a rede ou ao sistema de reserva uma potência elétrica de 4,40 kW.

4.3 Estratégias de Operação

O problema de gestão da reserva de água em reservatórios consiste em decidir, em cada período do horizonte de planeamento, as operações das bombas, de modo que o consumo de água seja atendido em cada período, respeitando seus níveis máximos e mínimos e possibilitando uma diminuição nos custos do consumo de energia elétrica.

A quantidade de água que é bombeada depende da posição do sol em relação ao módulo solar, ou seja, num dia claro e sem nuvens o caudal bombeada é máxima próximo ao meio dia quando o sol está no pico, no início da manhã e no final da tarde pouca água é bombeada através do sistema fotovoltaico sendo necessário recorrer a energia da rede elétrica. Portanto a estratégia de operação para a otimização do sistema consistirá na adequação dessas variações com as variações das tarifas de energia elétrica. A bombagem na capacidade máxima só ocorre durante alguns poucos momentos do dia, por isso a presença de um reservatório de água com volume adequado é normalmente necessária.

4.3.1. Análise das Potências

O estudo teve como ponto de partida a potência nominal de 60 kW_P para a produção fotovoltaica por apresentar o melhor cenário, como se observou no capítulo 3, por apresentar um *payback* mais baixo em relação as outras potências ensaiadas. Tendo em conta o dimensionamento de um sistema de aproveitamento de um sistema fotovoltaico de autoconsumo ligado a rede, foi necessário o cálculo dos consumos tendo em conta a sua adequação aos dias da semana, a fim de conseguir identificar os meses com maior e menor consumo.

O cálculo da potência média de consumo consiste no cálculo tendo em conta os seus períodos tarifários (ponta, cheia, vazio normal e super vazio) e os dias da semana. Observa-se no gráfico 4.1 que em termos de potência elétrica média consumida nos dias úteis e nos fins-de-semana em todos os meses do ano.

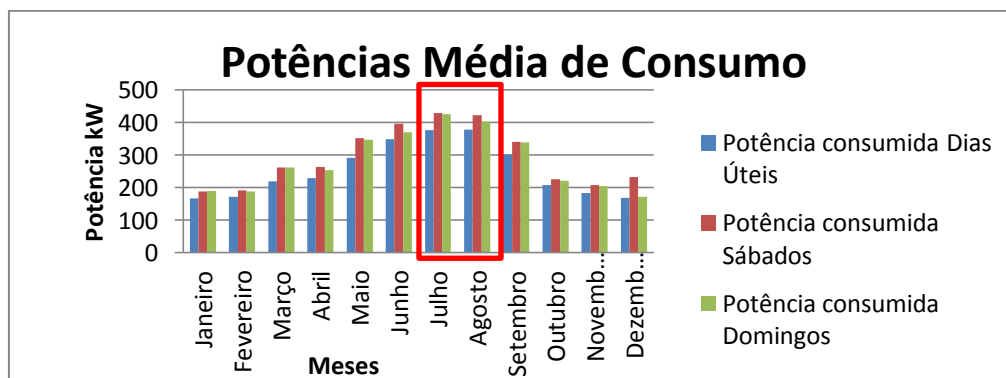


Gráfico 4.1 Potências de consumo

Observa-se no gráfico 4.1 que os meses com maior potência de consumo correspondente ao caudal de água que é consumido, são os meses de Julho e Agosto, sendo que no mês de Julho têm-se um consumo ligeiramente superior ao mês de Agosto, esse consumo pode ser justificado pelo facto de se tratar de um mês de verão onde naturalmente há maior consumo de água. Verifica-se também como é de se esperar que sábado e domingo são os dias com maiores consumos em relação aos dias úteis. O mês com menor consumo será o mês de Dezembro se não tivesse um pico de consumo no sábado, esse pico de consumo pode ter sido causado por algum erro na estimativa dos caudais consumidos portanto considerou-se que no total o mês de Janeiro é o mês com menor consumo.

Uma vez que a potência consumida e produzida são contabilizadas em períodos de uma hora, observa-se no gráfico 4.2 a produção mensal de energia fotovoltaica ao longo do primeiro ano da instalação. A energia média total produzida durante o primeiro ano é de 2,55 MWh.

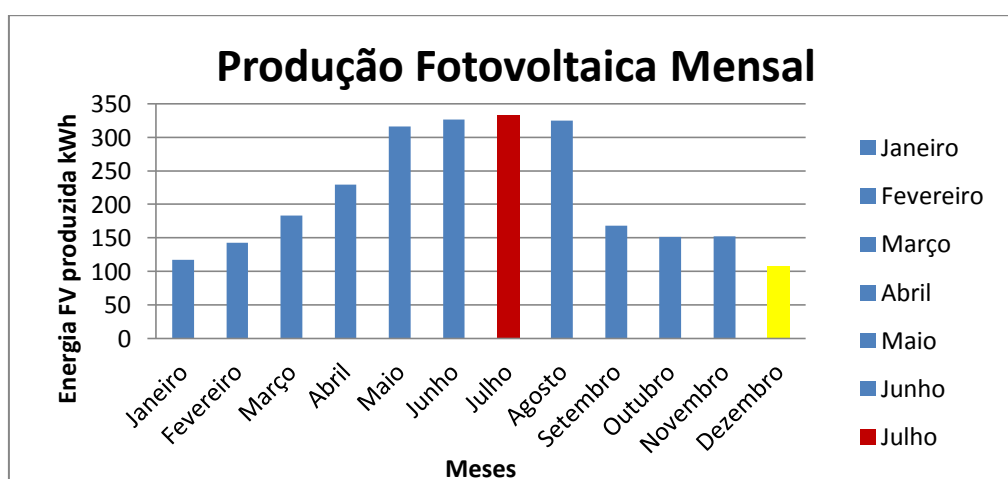


Gráfico 4.2 Produção Fotovoltaica Mensal

Analisando o gráfico 4.2, o pico de produção acontece em Julho com uma ligeira diferença de valor em relação aos outros meses de verão. Os meses com menor produção fotovoltaica como é de se esperar são os meses de inverno, nomeadamente o mês de Dezembro sendo o pior mês em relação à produção fotovoltaica.

Observa-se que para os meses de inverno e os meses de setembro e Outubro considerou-se para o perfil da produção fotovoltaica os valores da radiação difusa a fim de considerar os efeitos dos sombreamentos em relação a esses meses.

Tendo em conta o consumo e a produção fotovoltaica para os meses de maior e menor consumo e produção, calculou-se o balanço das energias a fim de observar quais as possibilidades de adequação da produção fotovoltaica em relação ao consumo do sistema.

Nos gráficos 4.3 e 4.4, pode-se observar o perfil da produção fotovoltaica em relação ao consumo de energia de hora em hora para o mês de Julho (mês de maior consumo e produção) nos dias úteis.

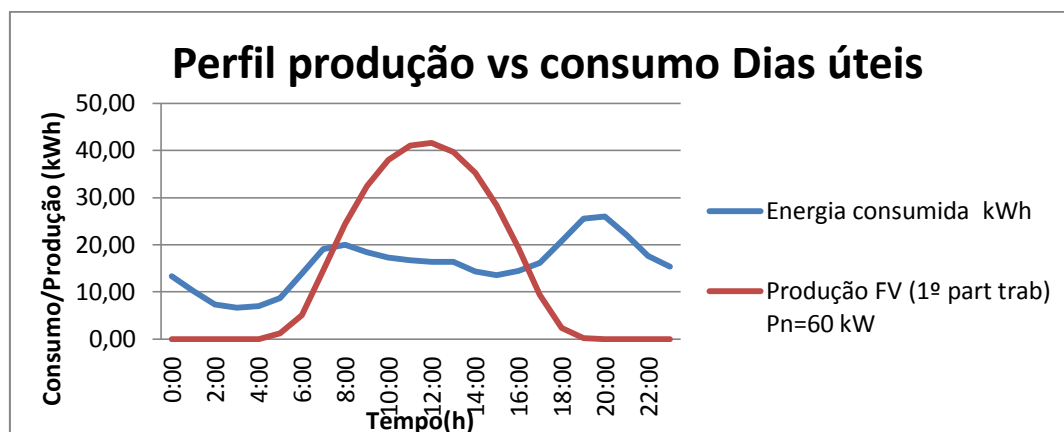


Gráfico 4.3 Perfil produção fotovoltaica vs consumo para dias úteis de Julho

Verifica-se no gráfico 4.3 que a produção fotovoltaica começa a partir das 6:00 h até às 16:00 h nesse período o sistema consegue satisfazer as necessidades de consumo da população sem ter que recorrer a energia elétrica da rede, os valores positivos representam o excesso do energia FV produzida, esses valores servirão de fator de conversão para o cálculo do caudal que se pode produzir a partir desse excesso. Nos períodos horários fora desse intervalo vai ser necessário adaptar a estratégias a fim de diminuir o consumo de energia proveniente da rede elétrica. Como se pode observar no gráfico 4.4 os valores negativos representam os períodos em que não há produção fotovoltaica suficiente para satisfazer as necessidades de consumo, portanto, será necessário o uso de estratégias para otimização dos consumos nesses horários

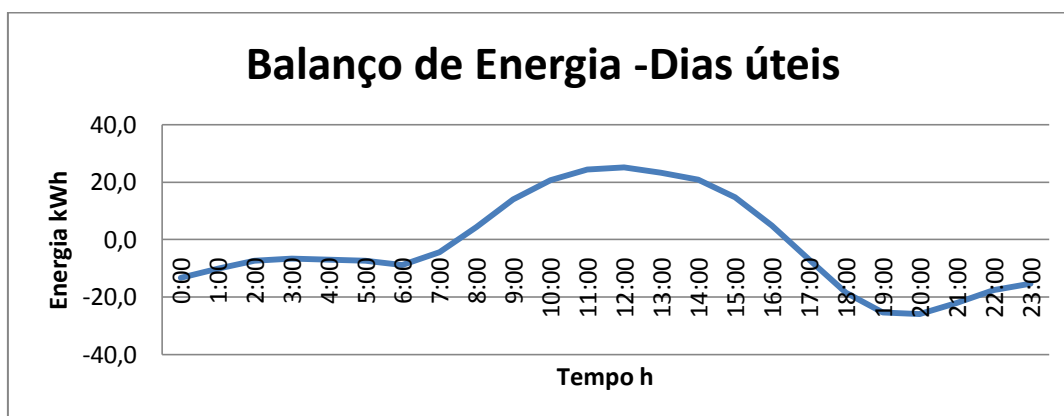


Gráfico 4.4 Balanço das Potências dias úteis

Verifica-se também, que há maior consumo de energia das 18:00 h às 23:00 h, o que leva a ter em atenção esse período a nível da otimização do sistema, ou seja, priorizar esse período no que diz respeito ao uso das reservas que se conseguirá com os excessos de produção.

Observa-se no gráfico 4.5 e 4.6 o perfil da produção fotovoltaica em relação a energia consumida em Julho (mês de maior consumo e produção) para fins-de-semana. Verifica-se em relação aos dias úteis, tem-se maior consumo nos fins-de-semana do que nos dias úteis, isso justifica-se pelo facto de serem os dias em que as pessoas estão em casa e por isso pressupõe-se maior consumo de água.

No geral há pouca diferença nos consumos verificados no sábado em relação ao domingo, observa-se que eventualmente podem ocorrer alguns picos de consumo nos sábados, mas nada que possa corresponder uma variação considerável em relação ao domingo no que diz respeito a quantidade de energia consumida.

O gráfico 4.5 foi realizado a partir da junção da energia elétrica nos fins-de-semana de hora em hora com o balanço dessa energia em relação à produção fotovoltaica num dia médio de Julho.

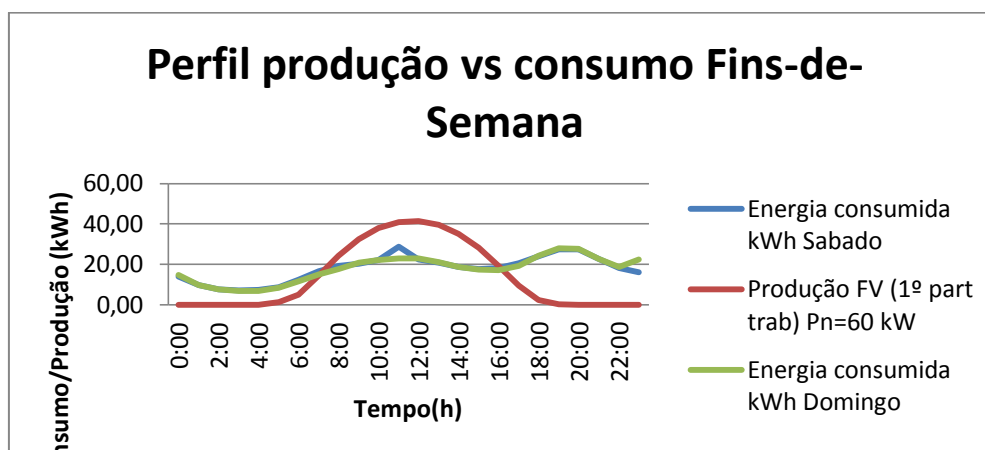


Gráfico 4.5 Perfil da produção fotovoltaica vs a potência consumida

O gráfico 4.6 representa a diferenças entre os balanços de energia para sábado e domingo, ou seja, balanço de energia correspondente a diferença entre a energia elétrica consumida tendo em conta o caudal consumido e a produção fotovoltaica. Verifica-se que o balanço de energia de sábado em comparação com o domingo é menor. Isso quer dizer que no domingo das 8:00 h às 16:00 h sobra mais energia para ser utilizado na nossa estratégia de operação.

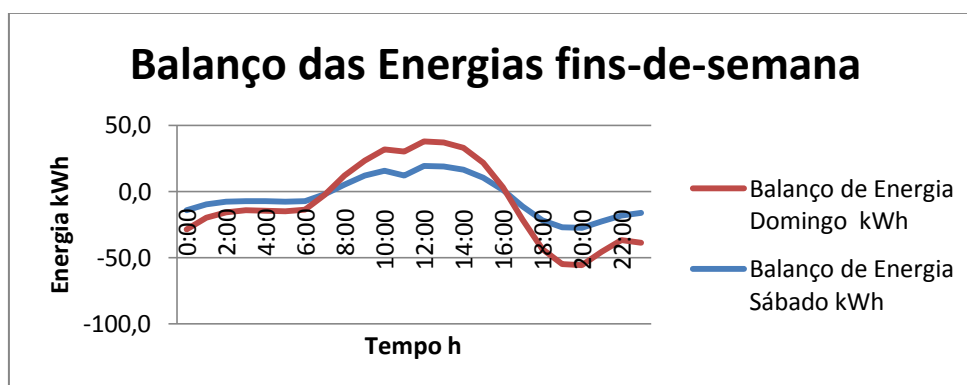


Gráfico 4.6 Balanço das potências nos fins-de-semana

4.3.2. Análise dos Custos

O estudo a nível dos custos teve como ponto de partida a análise dos custos de energias elétrica de acordo com os seus períodos tarifários (Pontas, Cheias, Vazio Normal e Super Vazio). Pode-se verificar na tabela 4.1 a tarifa de energia em €/kWh utilizado para a faturação da energias elétrica.

Tabela 4.1 Tarifa de Eletricidade

	Tarifa
Ponta	0,1246 €/kWh
Cheia	0,1123 €/kWh
Vazio Normal	0,0814 €/kWh
Super Vazio	0,0762 €/kWh

Os custos de energia (€/kWh) correspondem ao somatório dos termos de energia e aos termos de redes de energia, que compõem a fatura.

Tendo em conta a tarifa energética de acordo com os períodos tarifários, calculou-se de hora em hora primeiramente os custos de energia consumida sem a utilização da energia fotovoltaica e como modo de comparação calculou-se também o custo da energia quando há produção fotovoltaica para dias úteis do mês de Julho. Observa-se no gráfico 4.7 que das 6:00 h às 16:00 h há produção fotovoltaica e isso faz com que o sistema não precise consumir energia à rede, isto é, para esse período de tempo considerou-se que o custo da energia será zero.

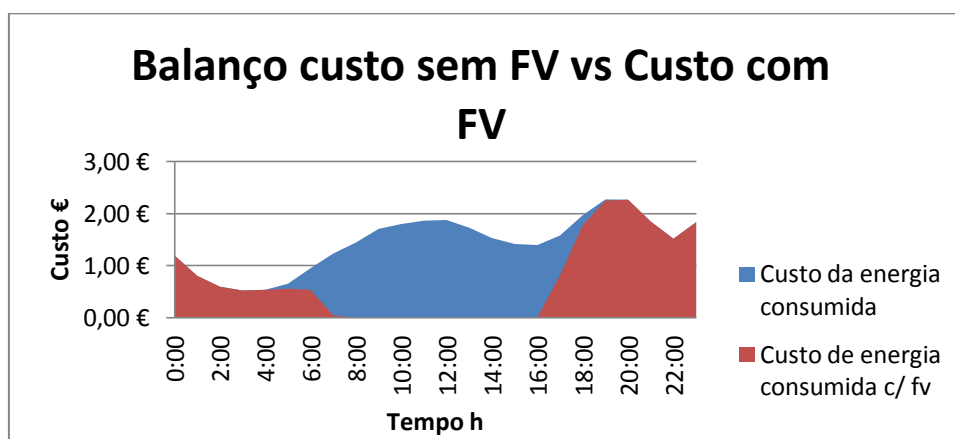


Gráfico 4.7 Balanço custo sem FV vs Custo com FV

Tendo em consideração o gráfico 4.7 observa-se que tendo em conta os 23 dias úteis do mês de Julho consegue-se dos 937,65 € inicialmente gastos na energia por se ir buscar a energia necessária à rede consegue-se uma redução para 461,04 €, o que significa uma poupança de 49% em relação ao valor inicialmente gasto sem a utilização do sistema fotovoltaico.

4.3.3. Análise dos Caudais

O estudo a nível do caudal teve como ponto de partida a análise dos consumos estimados para a instalação fictícia tendo em conta os caudais consumidos e o caudal em excesso produzido pelo sistema fotovoltaico.

Por meio do gráfico 4.8, pôde-se observar o caudal médio consumido para cada mês do ano 2015, referentes aos dias úteis e fins-de-semana. Nota-se que, no verão, a quantidade de água consumida é maior que nos meses de inverno. Esse resultado é devido ao total de insolação existente nos meses de verão, os meses de julho e agosto mostram-se com maior consumo de água devido ao clima de verão que caracterizam esses meses.

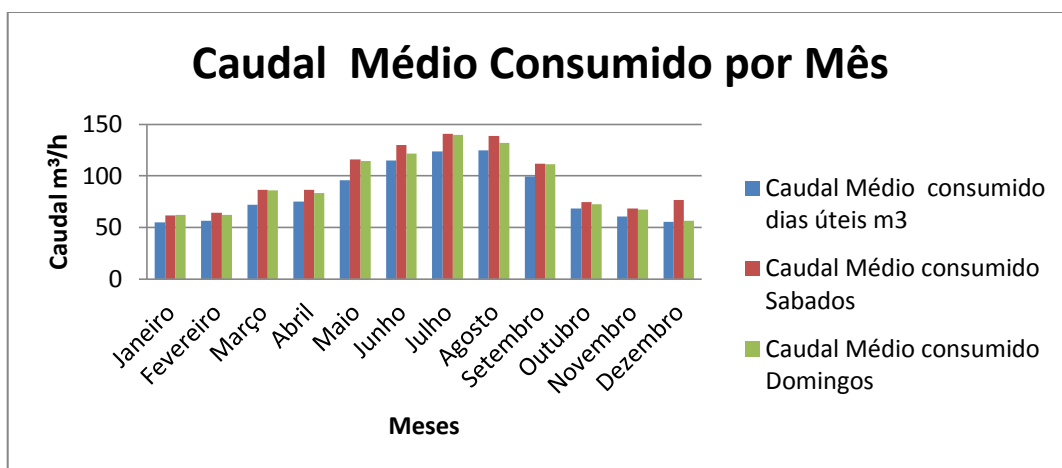


Gráfico 4.8 Caudal médio consumido por mês pelo sistema

O mês que apresentou maior caudal consumido foi o mês de Julho com o total de caudal médio de 405 m³/h e o menor caudal consumido foi o mês de Janeiro com um total de 179 m³/h.

A fim de conseguir estimar a quantidade de água que se consegue aproveitar e reservar proveniente do excesso de produção fotovoltaica, analisou-se o volume consumido e o volume produzido através do sistema fotovoltaico, ou seja, analisou-se o volume excedente proveniente do balanço das energias consumidas e produzidas pelo sistema fotovoltaico.

Para o cálculo do volume excedente produzido foi necessário considerar os valores do balanço das energias, os rendimentos médios das bombas e dos motores e os componentes hidráulicos que a

compõe, nomeadamente a altura, a densidade da água e a aceleração gravítica. Para esse cálculo a estratégia utilizada consistiu em saber a quantidade de água excedente que o sistema conseguia através da energia fotovoltaica excedente e quanto seria necessário buscar a rede elétrica.

Portanto, o volume excedente por cada 1 hora, tendo em conta os balanços de energia é calculado através da seguinte equação 4.4.

$$\dot{V}_{\text{Balanço}} = \frac{E_{\text{Balanço}} \times \eta_{\text{Bomba}} \times \eta_{\text{Bomba-Motor}} \times 3600 \times 1000}{\rho \times g \times H} \quad (4.4)$$

Sendo, ρ densidade da água igual a 1000 kg/m^3 , g aceleração gravítica igual a $9,8 \text{ m/s}^2$, os fatores de conversão 3600 s/h e 1000 W/kW e H altura manométrica igual a 26 m .

Observa-se a seguir exemplos de cálculos dos volumes balanço ou o volume requerido correspondente a energia que se vai consumir à rede, volume reservado e volume correspondente à energia vendida à rede referente ao mês de Julho para dias úteis:

- ♦ Volume balanço às 00:00 h, tendo como caudal médio consumido igual a $105 \text{ m}^3/\text{h}$:

$$\dot{V}_{\text{Balanço-00h}} = \frac{-13,3 \times 0,78 \times 0,92 \times 3600 \times 1000}{1000 \times 9,8 \times 26}$$

$$\dot{V}_{\text{Balanço-00h}} = -105 \text{ m}^3$$

Esse resultado confirma o que na prática se verifica, ou seja, às 00:00 h não há produção fotovoltaica por isso não se consegue bombear nenhum volume de água para o reservatório, ou seja, o valor negativo significa que o sistema fotovoltaico não consegue produzir nenhuma energia a essa hora capaz de satisfazer o consumo de 105 m^3 que é solicitado. Portanto, nesse caso vai-se consumir a energia da rede, a energia correspondente a esse volume, visto que a nível de custos às 00:00 h a tarifa da energia é mais barata.

- ♦ Volume balanço às 6:00 h, tendo como caudal médio consumido igual a $110 \text{ m}^3/\text{h}$:

$$\dot{V}_{\text{Balanço-6h}} = \frac{-8,8 \times 0,78 \times 0,92 \times 3600 \times 1000}{1000 \times 9,8 \times 26}$$

$$\dot{V}_{\text{Balanço-6h}} = -70 \text{ m}^3$$

Nesse caso o resultado de -70 m^3 significa que o sistema fotovoltaico não produz energia suficiente para satisfazer a necessidade de consumo, ou seja, o valor negativo significa dizer que dos 110 m^3 consumido o sistema fotovoltaico só consegue produzir a energia para bombear 40 m^3 de

água, sendo necessário consumir à rede elétrica a energia correspondente ao volume 70 m³, ou seja, tem que se consumir da rede 8,8 kWh para conseguir satisfazer o consumo a essa hora.

♣ Volume Reservado às 8:00 h:

$$\dot{V}_{Reservado-8h} = \frac{4,4 \times 0,78 \times 0,92 \times 3600 \times 1000}{1000 \times 9,8 \times 26}$$

$$\dot{V}_{Reservado-8h} = 35 \text{ m}^3$$

O resultado 35 m³ representa o valor do volume excedente da produção fotovoltaica, ou seja, com a produção fotovoltaica consegue-se não só satisfazer as necessidades de consumo como também consegue-se um volume de excesso que será reservado no reservatório para posteriormente ser utilizado.

O processo de reserva consiste primeiramente em considerar o volume mínimo do reservatório de 125 m³ e o volume máximo de 500 m³ ao volume mínimo somou-se os 35 m³ excedente constituindo um total de água reservada de 160 m³, isso significa dizer que para as próximas horas tendo em conta os caudais em excesso só será necessário reservar 340 m³ visto que o reservatório tem um limite máximo de 500 m³.

♣ Volume Vendido às 11:00 h:

$$V_{Vendido-11h} = \frac{24,3 \times 0,78 \times 0,92 \times 3600 \times 1000}{1000 \times 9,8 \times 26}$$

$$\dot{V}_{Vendido-11h} = 192 \text{ m}^3/\text{h}$$

Tal como se verificou no exemplo das 8:00 h, o resultado 192 m³ representa o valor do volume excedente da produção fotovoltaica, ou seja, com a produção fotovoltaica consegue-se não só satisfazer as necessidades de consumo como também consegue-se um volume de excesso que será reservado no reservatório para posteriormente ser utilizado. Considerando que das 8:00 h às 10:00 h conseguiu-se uma reserva no reservatório de 433 m³ só será possível reservar mais 67 m³, visto que o limite máximo do reservatório é de 500 m³, isso significa que dos 192 m³ produzidos vai-se vender à rede elétrica a energia correspondente ao volume 125 m³.

O sistema nesse período funciona como se fosse uma bateria, consistindo em armazenar volumes de água no reservatório no intuito de assegurar a alimentação dos consumos de energia elétrica nos períodos em que o recurso solar não está disponível.

Pode-se observar no gráfico 4.9 os períodos de carga do reservatório, ou seja, períodos onde o reservatório funciona em modo bateria para armazenar os volumes de água em excesso.

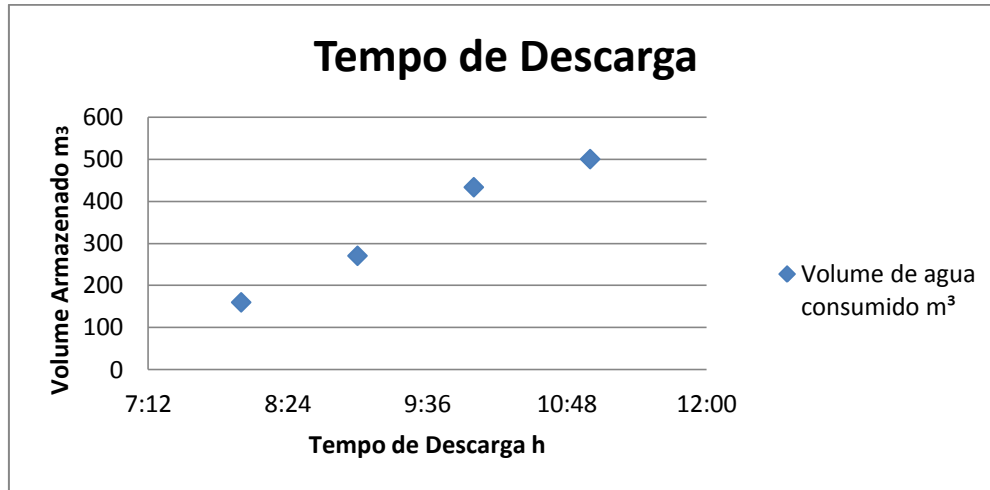


Gráfico 4.9 Relação entre o tempo de armazenamento e a capacidade do reservatório

O gráfico acima corresponde ao tempo em que o sistema funciona como bateria, armazenando o volume de água em excesso produzido das 8:00 h às 11:00 h, respeitando o nível máximo do reservatório.

A energia vendida à rede correspondente ao caudal 125 m^3 é calculada a partir da equação 4.5 seguinte.

$$E_{\text{Vendida}} = \frac{E_{\text{Balanço}} \times \dot{V}_{\text{Vendido}}}{\dot{V}_{\text{Excesso}}} \quad (4.5)$$

Sendo, $E_{\text{Balanço}}$ a energia resultante do balanço entre as energias consumidas e as produzidas, que nesse caso tem o valor de 24,3 kWh, \dot{V}_{Vendido} o volume excedente que é que corresponderá a energia a ser injetada na rede, toma o valor de 125 m^3 e \dot{V}_{Excesso} o volume em excesso, resultante do balanço das energias, ou seja, o valor do caudal antes de ser otimizado que para esse caso é 192 m^3 .

$$E_{\text{Vendida}} = \frac{24,3 \times 125}{192}$$

$$E_{\text{Vendida}} = 15,77 \text{ kWh}$$

Esse resultado significa dizer que dos 23,4 kWh excedentes produzidos pelo sistema fotovoltaica, só se conseguiu aproveitar 7,63 kWh para bombear a água até o reservatório e o resto foi injetado na rede evitando desperdícios.

A nível de custos a injeção do excedente na rede elétrica é dada mediante determinada remuneração. De acordo com o Decreto-Lei n.º 153/2014, a remuneração das *UPAC* é dada pela equação 4.6:

$$R_{UPAC,m} = E_{Forn,m} \times OMIE_m \times 0,9 \quad (4.6)$$

Onde $R_{UPAC,m}$ representa a remuneração correspondente à eletricidade injetada na Rede Elétrica de Serviço Público no mês (€), $E_{Forn,m}$ é a energia fornecida nesse mês (kWh), $OMIE_m$ é o valor que resulta da média dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (*OMIE*) para o mercado diário nacional (€/kWh) e o m é mês relativo à contagem de eletricidade.

Para esse caso considerou-se o valor de *OMIE*, o valor típico de 0,05 €/kWh. Portanto para a energia excedente de 15,77 kWh que será injetada na rede elétrica consegue-se a seguinte remuneração:

$$R_{UPAC,Julho} = 15,77 \times 0,05 \times 0,9 = 0,70 \text{ €}$$

Significa dizer num determinado dia útil do mês de Julho às 11:00 h o sistema de bombagem de água em estudo conseguiu injetar na rede uma energia de 15,77 kWh tendo uma remuneração para essa hora de 0,70 € o que num mês para essa hora consegue-se 16,32 € .

- ♦ Volume Balanço às 17:00 h, tendo como caudal médio consumido igual a 127 m³/h

$$\dot{V}_{Balanço-17h} = \frac{-6,7 \times 0,78 \times 0,92 \times 3600 \times 1000}{1000 \times 9,8 \times 26}$$

$$V_{Balanço-17h} = -53\text{m}^3$$

Nesse caso igualmente como nas primeiras horas do dia em que não se tem produção fotovoltaica suficiente para satisfazer o total das necessidades de consumo, ou seja, dos 127 m³ consumidos o sistema fotovoltaico só consegue produzir a energia para bombear 74 m³ de água, sendo necessário ir buscar os 53 m³ a reserva conseguido entre às 8:00 h a 11:00 h, ou seja, dos 500 m³ reservados entre às 8:00 h a 11:00 h utilizou-se 53 m³ para satisfazer a necessidade de consumo dessa hora sem se precisar consumir da rede.

- ♦ Volume Balanço às 19:00 h, tendo como caudal médio consumido igual a 202 m³/h

$$\dot{V}_{\text{Balanço-18h}} = \frac{-25,3 \times 0,78 \times 0,92 \times 3600 \times 1000}{1000 \times 9,8 \times 26}$$

$$\dot{V}_{\text{Balanço-18h}} = -200 \text{ m}^3$$

Para esse resultado consegue-se buscar algum volume ao reservatório de reserva, mas será necessário consumir a rede a energia correspondente ao caudal em falta, portanto, dos 500 m³ armazenados utilizou-se às 18:00 h o valor de 302 m³, isso significa que o reservatório só tem de caudal 177 m³+ 125 m³(caudal mínimo) para uso. Então a estratégia a seguir será, o uso dos 177 m³ reservados no reservatório e consumir da rede a energia correspondente aos restantes 23 m³. Nesses casos utiliza-se o reservatório para descarregar o volume de água anteriormente armazenada, o reservatório possui um intervalo de tempo onde se verifica essa descarga em relação a sua capacidade de armazenamento como se pode verificar no seguinte gráfico 4.10.

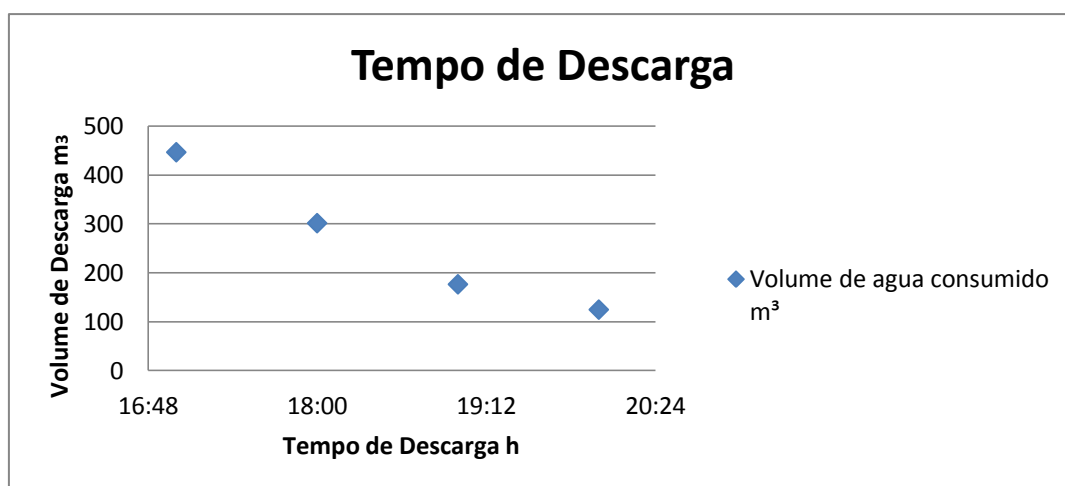


Gráfico 4.10 Relação entre o tempo de descarga e a capacidade do reservatório

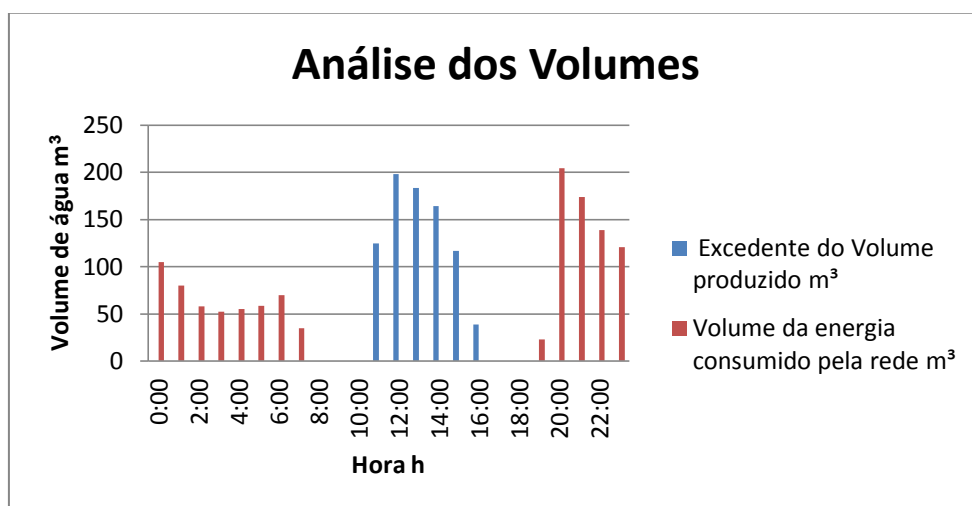
O sistema funciona descarregando os volumes de água do nível máximo de 500 m³ até o volume mínimo de 125 m³.

4.4 Análise dos Resultados

Tendo em conta o objetivo final deste capítulo que consiste em conseguir um sistema de aproveitamento fotovoltaico em autoconsumo num sistema de bombagem de água que utilize o próprio reservatório como uma "bateria" para armazenar água quando há excesso de produção fotovoltaica para depois descarregar nos momentos em que não haja produção fotovoltaica a fim de conseguir uma poupança.

O presente capítulo baseou-se na esquematização da estratégia operacional utilizada na perspetiva do reservatório baseando-se na adaptação do consumo, produção, armazenamento e descarga do volume de água no reservatório para os dias úteis do mês de Julho.

Verifica-se no gráfico 4.11 a análise dos volumes no reservatório, que consiste primeiramente na identificação dos períodos onde o sistema consegue produzir um volume excedente para ser armazenado e onde o sistema tem que consumir a energia da rede.



4.11 Análise dos volumes consumidos e produzidos

Os procedimentos utilizados no processo de otimização do excesso do caudal produzido a partir da produção fotovoltaica teve em atenção o processo na qual o sistema funciona da mesma maneira para os outros meses, ou seja, inicialmente como nas primeiras horas do dia verifica-se que não há produção de energia fotovoltaica suficiente para satisfazer as necessidade de consumo portando é necessário consumir a energia corresponde ao caudal consumido à rede, respeitando sempre o volume mínimo de segurança de 125 m³. Das 8:00 h ao 12:00 h o sistema funciona como uma bateria armazenando o volume excedente até o volume o nível máximo do reservatório (500 m³), para as outras horas em que se verifica o excesso de volume e a impossibilidade de armazenamento, optou-se pela conversão desse volume em energia elétrica a fim de injetar esse excedente na rede.

A partir do 17:00 h o sistema funciona descarregando os volumes armazenado de acordo com as necessidades de consumo do sistema, o que não for possível satisfazer é ajustado com a energia requerida da rede elétrica.

Com esse processo conseguiu-se um aproveitamento eficaz em relação aos excessos de energia produzida e um reajustamento dos volumes reservados para os períodos sem produção fotovoltaica.

É uma estratégia que prioriza a otimização baseada nas mudanças da estratégia operacionais do sistema, na monitorização e no controlo dos níveis do reservatório a fim de aproveitar os excessos de energia sem ser necessário o uso de baterias convencionais. Por isso torna-se necessário um planeamento do funcionamento das bombas e, consequentemente o controlo dos níveis das reservas de água no reservatório, a fim de evitar o funcionamento nos horários de alto custo de energia, garantindo o atendimento dos consumos e uma poupança.

Em termos de poupança considerou-se três etapas para o cálculo dos custos. Como se pode observar na tabela 4.3, calculou-se os custos totais (dias úteis e fins-de-semana) sem o sistema fotovoltaico, com o sistema fotovoltaico na qual se aproveita da produção fotovoltaica para satisfazer as necessidades de consumo e os custos tendo em conta a otimização do reservatório tendo em conta o armazenamento e a descarga do volume solicitado.

Tabela 4.2 Custos mensais

	Custos sem FV	Custos com FV	Custos com otimização do Reservatório
Janeiro	583,51 €	324,11 €	167,09 €
Fevereiro	519,09 €	272,93 €	123,00 €
Março	743,83 €	364,14 €	195,28 €
Abril	732,99 €	306,42 €	152,02 €
Maio	980,74 €	440,53 €	282,02 €
Junho	1.097,65 €	499,10 €	353,50 €
Julho	1.235,01 €	596,25 €	442,39 €
Agosto	1.218,96 €	589,03 €	438,11 €
Setembro	952,58 €	614,19 €	399,05 €
Outubro	675,85 €	379,65 €	235,64 €
Novembro	580,99 €	308,03 €	165,22 €
Dezembro	565,46 €	335,16 €	206,56 €

Verifica-se que os meses com maiores custos relativamente a fatura de energia são os meses de verão com maiores valores para os meses de Junho, Julho e Agosto com uma poupança que ronda os 35% do valor inicial.

O gráfico 4.12 representa esquematicamente essa poupança anual em relação aos custos da fatura elétrica.

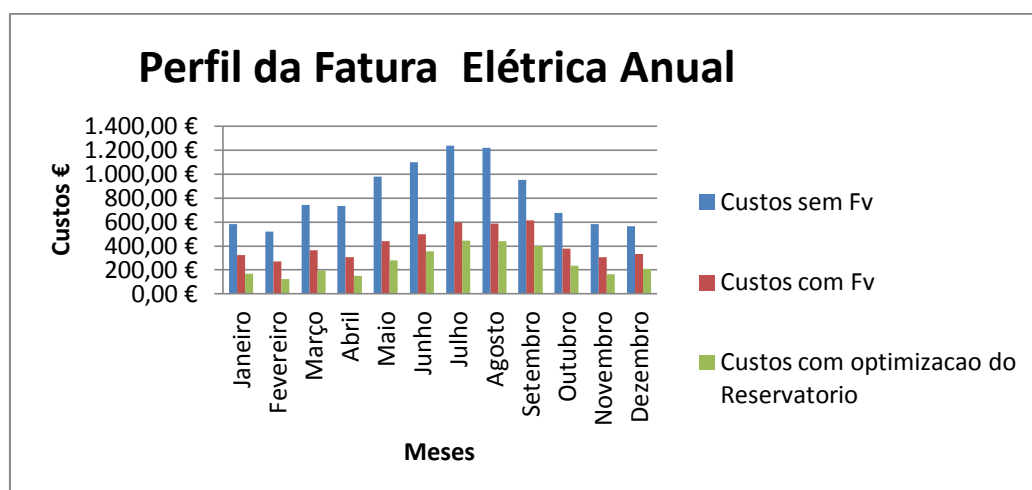


Gráfico 4.12 Poupança da fatura elétrica

Inicialmente o sistema gastava com a fatura elétrica o valor de 9.886,67 €/ ano, com a instalação de um sistema fotovoltaico há uma diminuição no custo da fatura elétrica de 5.029,55 €, até esse ponto o sistema já consegue uma poupança anual de 4.857,12 €. Com a estratégia da otimização na política operacional do sistema de bombeamento de água, nomeadamente a otimização do uso do reservatório consegue-se uma poupança ainda maior no valor de 6.726,77 €.

A poupança é ainda maior se considerar a remuneração das energias excedentes que são injetadas na rede, para esse estudo segundo os cálculos realizados, consegue-se no final do ano uma remuneração do valor de 801,06 €. Se considerar essa remuneração nos custos da fatura elétrica acarreta uma poupança de 7.527,84 € em relação ao valor da fatura inicial.

5. Conclusão e Trabalhos Futuros

O dimensionamento e a viabilidade económica deste sistema fotovoltaico demonstrou que investir no autoconsumo é um investimento rentável, uma vez que em Portugal se possuem bons níveis de radiação solar. As recentes alterações das tarifas no regime bonificado contribuem para um tempo de retorno do montante investido mais lento, no entanto, o custo dos módulos fotovoltaicos são cada vez menores o que garante melhor satisfação a nível do investimento inicial.

Verificou-se que com a otimização Business-as-usual consegue-se para a estação da fictícia uma potência ótima correspondente a 60 kW_p, por apresentar um payback de dez anos e um *TIR* de 6,6 %, valor, este que em comparação com os outros é mais elevado por isso faz do projeto mais rentável do que os outros. Consegue-se uma média de poupança anual de 32% na fatura da eletricidade, considerando o horizonte temporal de 15 anos e um investimento inicial de cerca de 102 mil euros.

Os valores obtidos são favoráveis face às outras instalações em média tensão, porque o consumo mensal consegue acompanhar a produção fotovoltaica.

Para a otimização com alteração na estratégia operacional, tendo em consideração a potência nominal de produção fotovoltaica de 60 kW_p o sistema gastava inicialmente com a fatura elétrica o valor de 9.886,67 € por ano, com a instalação de um sistema fotovoltaico há uma diminuição no custo da fatura elétrica de 5.029,55 €, até esse ponto o sistema já consegue uma poupança anual de 4.857,12 €. Com a estratégia da otimização na política operacional do sistema de bombeamento de água, nomeadamente a otimização do uso do reservatório consegue-se uma poupança ainda maior no valor de 6.726,77 €.

A poupança é ainda maior ao considerar a remuneração das energias excedentes que são injetadas na rede, para esse estudo segundo os cálculos realizados, consegue-se no final do ano uma remuneração do valor de 801,06 €. Se considerar essa remuneração nos custos da fatura elétrica acarreta uma poupança de 7.527,84 € em relação ao valor da fatura inicial.

Este estudo baseou-se na redução do consumo com a implementação da política organizacional e o no reajustamento do volume de água em excesso, portanto há diversos pontos que ainda poder ser trabalhados otimizados no sentido de conseguir programar e esquematizar essas estratégia utilizada para o armazenamento e descarga de volumes de água no reservatório.

Bibliografia

Almeida, Paulo (2014). Análise e avaliação do estado de conservação dos reservatórios elevados dos Serviços Municipalizados de Água e Saneamento de Almada. Dissertação de mestrado, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

BARDALES (2007). Dissertação para o grau de Mestre - Otimização energética de operação de um sistema adutor de água tratada utilizando algoritmos evolucionários multiobjectivo. Acedido a 14/09/2016.

Carneiro, J. (2009). Projecto Interdisciplinar II. Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos-Sistemas Ligados à Rede e Sistemas Autónomas. Localizado em, <https://repositorium.sdum.uminho.pt/bitstream/1822/16965/1/DIMENSIONAMENTO%20DE%20SISTEMAS%20FOTOVOLTAICOS.pdf>. Acedido a 14/09/2016.

CRESESB, (2014). Manual de Engenharia para Sitemas Fotovoltáicos. Localizado em, <http://www.portal-energia.com/downloads/livro-manual-de-engenharia-sistemas-fotovoltaticos-2014.pdf>. Acedido a 16/09/2016.

Diário da Republica (2014). Ministério Do Ambiente, Ordenamento Do Território E Energia. Decreto-Lei n.º 153/2014 de 20 de outubro. Localizado em, <https://dre.pt/application/file/a/58428682>. Acedido a 22/09/2016.

Dutra, J. (2005). Apontamentos da disciplina Eficiência Energética no Controle da Vazão em Sistemas de Bombeamento de Água- Uso de válvula e Controle de Velocidade. Localizado em, http://ftp.demec.ufpr.br/disciplinas/TM120/APOSTILA_MH/eficiencia_bombeamento_CURVA%20DA%20INSTALA__O.pdf. Acedido a 21/10/2016.

Energlobo, (2014). Bombagem Solar. Localizado em, <http://www.energlobo.pt/bombagem.html>. Acedido a 15/09/16

GREENPRO (2004). Energia Fotovoltaica, manual sobre tecnologias, projecto e instalação, Manual resultante do projecto. Localizado em, <http://www.greenpro.de/po/index.html>. Acedido a 14/09/2016.

Gomes, V. S. (2011). Avaliação de Projectos de Investimento - Elaboração de um Estudo de Viabilidade Económico-Financeira. Localizado em, <https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/18063/1/Avalia%C3%A7%C3%A3o%20de%20Projectos%20de%20Investimento%20-%20Elabora%C3%A7%C3%A3o%20de%20um%20Estudo%20de%20Viabilidade%20Econ%C3%B3mico-Financeira.pdf>. Acedido a 20/06/2016.

HAIBARA, J. (2013). Dissertação de final de curso - Verificação e Sugestões para Otimização de Funcionamento das Bombas Hidráulicas da Empresa Parker Hannifin. Localizado em, <http://repositorio.unesp.br/bitstream/handle/11449/119391/000739654.pdf?sequence=1>. Acedido a 23/09/2016.

Joyce, A (2015).Congresso Nacional -Autoconsumo Fotovoltaico: Em Portugal na Europa e no Mundo. Localizado em, <http://www.enerandgeo.pt/+fotovoltaico/documentos/f1891cb3-ec40-4332-b5e2-1586967c4c7d>. Acedido a 05/11/2016.

Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review Applied Energy, 142(142), 80–94. Localizado em, <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:783948/FULLTEXT01.pdf>. Acedido a 22/11/2016.

Medeiros, Filho (2009). Abastecimento de água. Universidade Federal de Campina Grande Localizado em: <http://www.dec.ufcg.edu.br/saneamento/Abastece.pdf>. Acedido a 25-09-2016.

MICHELS, Roger N. et al. (2009). Avaliação do bombeamento de água em um sistema alimentado por painéis fotovoltaicos. Eng. Agríc., vol.29, n.3, pp.370-379. Localizado em, http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-69162009000300004. Acedido a 23/10/2016.

Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). Localizado em, <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. Acedido a 20/01/2016

Série e-SV 1, 3, 5, 10, 15, 22, 125.Electrobombas verticais multicelulares equipadas com motores de eficiência elevada. Localizado em, <http://documentlibrary.xylemappliedwater.com/wp-content/blogs.dir/22/files/2012/09/e-sv-td-pt1.pdf>. Acedido a 13/09/2016.

Soler, E. M., & Arenales, M. N. (2015). Otimização dos custos de energia elétrica na programação do armazenamento e distribuição de água em redes urbanas. Revista Produção, 25(1), 257–275. Localizado em, <http://www.scielo.br/pdf/prod/2015nahead/0103-6513-prod-0103-6513146113.pdf>. Acedido a 20/09/2016.

Zanirato, L., Moura, L., & Cordeiro, T. (2011). Dissertação de final de curso - Técnicas de bombeamento de fluídos aplicando energia solar fotovoltaica. Localizado em, http://nupet.daelt.ct.utfpr.edu.br/tcc/engenharia/doc-equipe/2010_2_21/2010_2_21_final.pdf. Acedido a 17/09/2016.

A. Anexos

Anexo A – Especificações técnicas do módulo fotovoltaico SM-250PC8 da S-Energy

SM-255PC8

60 cell-series
Polycrystalline PV Module



240 ~ 255 Watt

New story creator, S-Energy

As the first company for PV industry in Korea, S-Energy has always been marking its name in every milestone of Korean PV history. Since 1992, we have been manufacturing PV modules and providing system integration service to our customers, and now we are proud to boost our world-wide recognition based on unbeatable quality standards and reliability. S-Energy's PC8 series is designed with our accumulated experience and cutting edge technology, and it will be the perfect choice for you which can be used in any environment and any installation conditions.



Features



Positive tolerance

0~+5W positive power sorting



Mechanical load

8,400 Pa (857kg/m²)
(IEC Standards: 245kg/m²)



Hail impact test

30.7m/s speed ball
(IEC Standards: 23m/s)



Ammonia corrosion resistance test

Applicable in agricultural and stock breeding environment



Salt mist corrosion test

Applicable in marine environment



Linear warranty

Max annual power decline 0.7%

Qualifications & Certifications

IEC 61215 & 61730, CE, UL1703, MCS, JET
ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001, PV Cycle









Mechanical Characteristics

Solar cell	Polycrystalline 156mm x 156mm (6 inches)
No. of cells	60 cells 6 x 10 matrix
Dimensions	1665mm x 990mm x 50mm
Weight	20 kg (44.09 lbs)
Front glass	3.2mm High-transmittance low iron tempered glass
Frame	Anodized aluminum silver frame Option : black color / rail type
Output cables	RHW-2, 12AWG (4mm ²) / Cable length: 1000mm
Connectors	MC4 connectable

Warranty

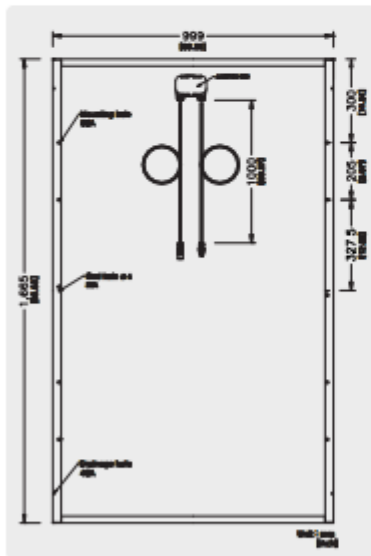
Product warranty	10 years limited product warranty
Performance warranty	1 st year minimum peak power output : 97% 2 nd year to 24 th year peak power output : max annual power decline 0.7% 25 years peak power output : 80.2%

Especificações técnicas do módulo fotovoltaico SM-250PC8 da S-Energy continuação

SM-255PC8 60 cell-series Polycrystalline PV Module

Electrical Characteristics

STC (irradiance 1000W/m ² , module temperature 25°C, AM=1.8)	SM-240PC8	SM-245PC8	SM-250PC8	SM-255PC8
Rated power (P _{max})	240W	245W	250W	255W
Voltage at P _{max} (V _{mp})	30.0V	30.4V	30.8V	30.8V
Current at P _{max} (I _{mp})	8.02A	8.06A	8.14A	8.28A
Warranted minimum P _{max}	240W	245W	250W	255W
Short-circuit current (I _{sc})	8.58A	8.63A	8.67A	8.82A
Open-circuit voltage (V _{oc})	37.3V	37.4V	37.5V	37.9V
Module efficiency	14.42%	14.72%	15.03%	15.33%
Operating module temperature	-40°C to +85°C			
Maximum system voltage	600VDC (UL) / 1000VDC (IEC)			
Maximum series fuse rating	15A			
Maximum reverse current	20.25A			
Power tolerance	0 – +5 W			

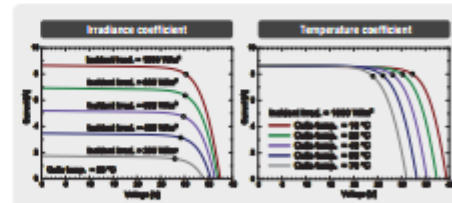


Temperature Characteristics

Temperature coefficient of I _{sc}	0.052%/°C
Temperature coefficient of V _{oc}	-0.312%/°C
Temperature coefficient of power	-0.429%/°C
NOCT (Air 20°C; Sun 0.8kW/m ² ; Wind 1m/s)	45±3°C

Packing Configuration

Container	40' H/C
Modules per pallet	20 pcs
Pallets per container	28 pallets
Modules per container	520 pcs



Remarks :

Power measurement tolerance : ±2%
S-Energy uses triple A class simulator.
Specification subject to change without prior notice. S-Energy reserves the rights of final interpretation.
Document : SE-Datasheet_255PC8_60_Rack_2013_V01

S-Energy Co., Ltd.

Address: 3rd Fl., Mirasaeent Tower, 685, Sangyeong-dong, Bundang-gu, Seongnam-si, Gyeonggi-do 463-400, Republic of Korea
Tel: +82-70-4330-7180 Fax: +82-70-4330-7189 E-mail: inquiry@s-energy.com

SENA International (the S-Energy Europe)

Address: Ludwig-Erhard-Str. 30-34, 65760 Eschborn, Germany
Tel: +49-6195-4540-111-3 Fax: +49-6195-4985-778 E-mail: info.europe@s-energy.com

SENA America, Inc. (the S-Energy America)

Address: 10881 Van Korman Ave, Suite 700 Irvine, CA 92612, U.S.A.
Tel: +1-949-281-7867 Fax: +1-949-281-7863 E-mail: blake@s-energy.com

www.s-energy.com **S-ENERGY**

Anexo B – Especificações técnicas do inversor Sunny Tripower 20000TL da SMA

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL ECONOMIC EXCELLENCE



Economical

- Maximum efficiency 98.5%
- OptiTrac for best MPPT tracking efficiency

- Active temperature management with OptiCool
- Bluetooth® communication

Simple

- Three-phase feeds
- Cable connection without tools
- SUNCLIX DC plug-in system

Flexible & future-proof

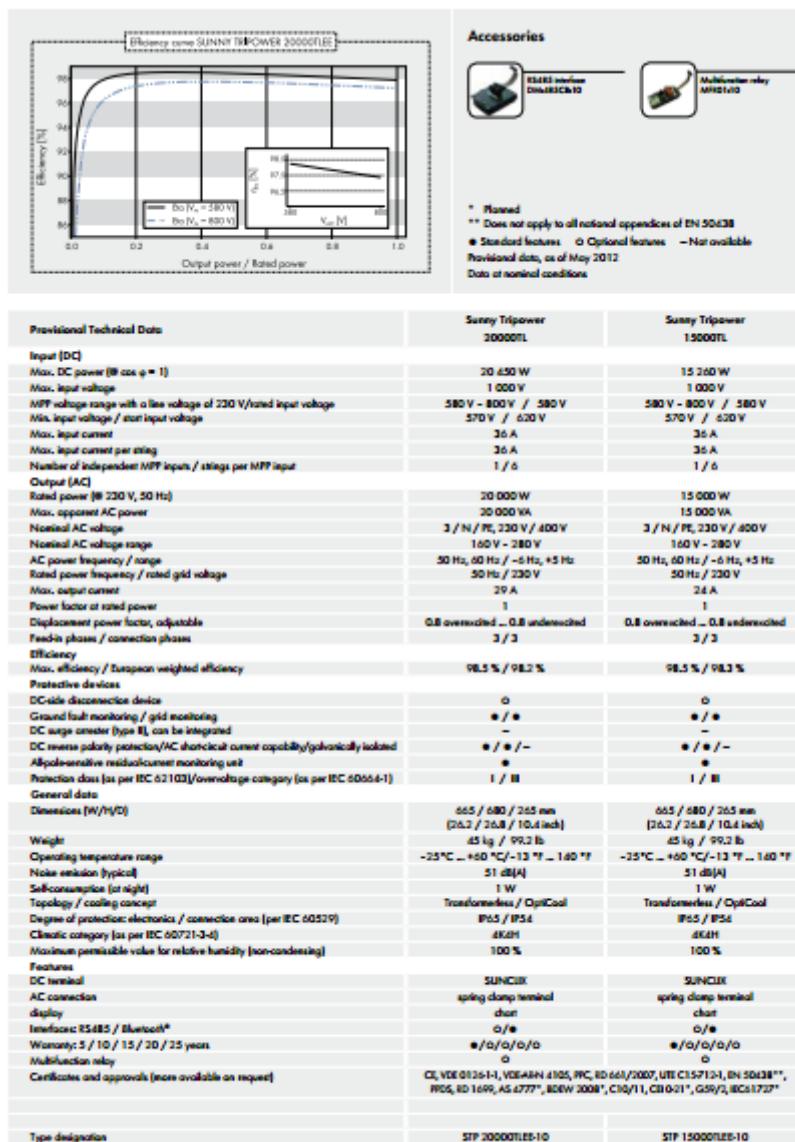
- DC input voltage up to 1 000 V
- Integrated grid management functions
- Reactive power capability

SUNNY TRIPOWER 15000TL / 20000TL ECONOMIC EXCELLENCE

The expert cost saver for high-yield, commercial plants

Peak performance at a significantly reduced specific price: the new Sunny Tripower TL Economic Excellence is the next logical step in the development of the Sunny Tripower series in terms of achieving an optimum price-performance ratio. On the one hand, it brings with it a considerable reduction in investment costs, while on the other hand guaranteeing exceptionally high yields with an efficiency of 98.5%. Hence, the Sunny Tripower TL Economic Excellence is the ideal inverter solution for uniformly structured PV plants on the medium to very large scale. The focus is on the essentials and meets all requirements, including reactive power provision, grid support, and grid management integration.

Especificações técnicas do inversor Sunny Tripower 20000TL da SMA - Continuação



www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

[http://www.cedel.nl/hst/c09d06l/cedel.nsf/0/A85028A234A93C3BC1257A9C003E5845/\\$FILE/STP20000TLEE-DEN121812.pdf](http://www.cedel.nl/hst/c09d06l/cedel.nsf/0/A85028A234A93C3BC1257A9C003E5845/$FILE/STP20000TLEE-DEN121812.pdf)

Anexo C Análise dos indicadores financeiros para a potência ótima de 60 kW_p

	Poupança	O&M	Cashflow	Acumulado	Factura anual s/ FV	Factura anual c/ FV	Poupança %
0			-102.388,50 €	-102.388,50 €	40.875,44 €		
1	11.581,05 €	402	11.179,05 €	-91.209,45 €	41.692,95 €	30.111,90 €	38%
2	11.465,24 €	404	11.061,23 €	-80.148,23 €	42.510,46 €	31.045,22 €	37%
3	11.546,94 €	406	11.140,91 €	-69.007,32 €	43.327,96 €	31.781,03 €	36%
4	11.525,37 €	408	11.117,31 €	-57.890,02 €	44.145,47 €	32.620,11 €	35%
5	11.501,03 €	410	11.090,93 €	-46.799,08 €	44.962,98 €	33.461,95 €	34%
6	11.473,72 €	412	11.061,57 €	-35.737,51 €	45.780,49 €	34.306,77 €	33%
7	11.443,52 €	414	11.029,30 €	-24.708,21 €	46.598,00 €	35.154,48 €	33%
8	11.449,82 €	416	11.033,54 €	-13.674,67 €	47.415,51 €	35.965,69 €	32%
9	11.372,80 €	418	10.954,44 €	-2.720,23 €	48.233,02 €	36.860,22 €	31%
10	11.534,96 €	420	11.114,50 €	8.394,27 €	49.050,53 €	37.515,57 €	31%
11	11.288,84 €	423	10.866,28 €	19.260,55 €	49.868,03 €	38.579,20 €	29%
12	11.001,95 €	425	10.577,28 €	29.837,82 €	50.685,54 €	39.683,60 €	28%
13	11.154,68 €	427	10.727,89 €	40.565,71 €	51.503,05 €	40.348,37 €	28%
14	10.912,54 €	429	10.483,61 €	51.049,33 €	52.320,56 €	41.408,02 €	26%
15	10.631,10 €	431	10.200,02 €	61.249,35 €	53.138,07 €	42.506,97 €	25%

Anexo D Especificação da Bomba e do Motor

CARACTERÍSTICAS GERAIS SV 2 PÓLOS

	1SV	3SV	5SV	10SV	15SV	22SV	125SV
Caudal a rendimento máx. (m³/h)	1,7	3	5,5	10,5	16,5	20,5	120
Gama de caudal (m³/h)	0,7÷2,4	1,2÷4,4	2,4÷8,5	5÷14	8÷24	11÷29	60÷160
Pressão máxima (bar)	23	25	25	25	25	26	22
Potência motor (kW)	0,37÷2,2	0,37÷3	0,37÷5,5	0,75÷11	1,1÷15	1,1÷18,5	7,5÷55
Rendimento máx. (%) bomba	50	60	70	71	72	73	78
Temperatura standard (°C)	-30 +120						

1-22-125sv_2p60_a_lg

VERSÃO SV 1 3 5 10 15 22

MOTORES TRIFÁSICOS A SV 50 HZ, 2 PÓLOS

MOTOR TIPO			CORRENTE ABSORVIDA EM (A)				DADOS RELATIVOS À TENSÃO DE 400 V Hz					
kW	TAMANHO IEC *	FORMA DE CONSTRUÇÃO	TRIFÁSICO				min ⁻¹	Is / In	η %	cosφ	Tn Nm	Ts/Tn**
			Δ 220-240 V	Y 380-415 V	Δ 380-415 V	Y 660-690V						
0,37	71R	B14	2,34	1,35	-	-	2770	4,32	65,3	0,66	1,38	4,14
0,55	71	B14	2,56	1,48	-	-	2845	5,97	72,3	0,74	1,85	3,74
0,75	80	B14	3,05	1,76	-	-	2895	8,70	77,8	0,79	2,47	4,71
1,1	80	B14	4,09	2,36	-	-	2895	8,98	82,5	0,82	3,63	4,62
1,5	90	B14	5,23	3,02	-	-	2885	7,86	83,8	0,86	4,96	3,34
2,2	90	B14	8,04	4,64	-	-	2895	8,63	85,7	0,80	7,25	3,74
3	100R	B14	10,72	6,19	-	-	2885	8,32	85,6	0,82	9,92	3,52
4	112R	B14	-	-	7,63	4,41	2905	9,52	89,1	0,85	13,1	3,04
5,5	132R	B5	-	-	10,4	6,00	2900	10,3	87,5	0,87	18,1	4,43
7,5	132	B5	-	-	14,0	8,08	2925	9,21	88,5	0,87	24,5	3,26
11	160R	B5	-	-	20,5	11,8	2925	9,60	89,6	0,86	35,9	3,47
15	160	B5	-	-	26,0	15,0	2945	8,45	91,7	0,91	48,6	2,26
18,5	160	B5	-	-	33,2	19,2	2950	9,75	92,0	0,88	59,8	2,82
22	180R	B5	-	-	38,6	22,3	2955	9,50	92,1	0,89	71,1	2,74
30	200	B5	-	-	53,6	31,1	2955	6,50	92,9	0,87	97,0	2,40
37	200	B5	-	-	65,8	38,1	2950	6,80	93,3	0,87	120	2,40
45	225	B5	-	-	78,0	45,2	2960	7,00	93,6	0,89	145	2,20
55	250	B5	-	-	95,0	55,1	2960	7,00	93,9	0,89	178	2,20

* R = Tamanho da carcaça motor reduzida relativamente à saliência do veio e flange relativo.

1-125sv-mott-2p50_a_te

Especificação da Bomba e do Motor- Continuação

SÉRIES SV 125

TABELA DAS CARACTERÍSTICAS HIDRÁULICAS SÉRIE A 50 Hz, 2 PÓLOS

BOMBA TIPO	POTÊNCIA NOMINAL		Q = CAUDAL													
			Vmin 0	500	600	750	900	1000	1200	1416	1700	1900	2000	2150	2300	2666
	m³/h 0	30,0	36,0	45,0	54,0	60,0	72,0	85,0	102,0	114,0	120,0	129,0	138,0	160,0		
		kW	HP	H = ALTURA MANOMÉTRICA TOTAL EM METROS COLUNA ÁGUA												
125SV1	7,5	10	27,6					20,8	19,8	18,6	16,8	15,3	14,4	12,9	11,3	6,2
125SV2	15	20	53,8					44,4	42,5	40,4	37,1	34,4	32,9	30,4	27,7	19,6
125SV3	22	30	80,7					66,5	63,8	60,6	55,7	51,6	49,4	45,7	41,5	29,4
125SV4	30	40	107,6					88,7	85,0	80,7	74,2	68,8	65,8	60,9	55,4	39,2
125SV5	37	50	134,5					110,9	106,3	100,9	92,8	86,0	82,3	76,1	69,2	49,0
125SV6	45	60	161,4					133,1	127,6	121,1	111,3	103,2	98,7	91,3	83,1	58,8
125SV7	55	75	188,3					155,2	148,8	141,3	129,9	120,4	115,2	106,6	96,9	68,6
125SV8/2A	55	75	211,5					174,4	167,2	158,7	145,9	135,3	129,4	119,7	108,9	77,1

Rendimentos segundo as normas ISO 9906 – Anexo A

125sv-2p50_a_th

<http://documentlibrary.xylemappliedwater.com/wp-content/blogs.dir/22/files/2012/09/e-sv-td-pt1.pdf>

Anexo E – Análise dos consumos – Exemplo Julho, dias úteis

Tempo (h)	Caudal Total dias úteis [m³/mês]	Caudal Médio consumido dias úteis [m³/h]	Potência Hidráulica [kW]	Potência Mecânica Consumida pela Bomba [kW]	Rendimento	Potência Eléctrica Consumida dias úteis [kW]	Energia consumida kWh	Produção FV (1º part trab) Pn=60 kW
0:00	2417	105	7,44	9,53	92%	13,33	13,33	0,0
1:00	1841	80	5,67	7,26	92%	10,15	10,15	0,0
2:00	1329	58	4,09	5,24	92%	7,33	7,33	0,0
3:00	1197	52	3,68	4,72	92%	6,60	6,60	0,0
4:00	1270	55	3,91	5,01	92%	7,01	7,01	0,0
5:00	1571	68	4,84	6,20	92%	8,67	8,67	1,3
6:00	2522	110	7,76	9,95	92%	13,91	13,91	5,1
7:00	3452	150	10,62	13,62	92%	19,04	19,04	14,6
8:00	3630	158	11,17	14,32	92%	20,02	20,02	24,4
9:00	3332	145	10,25	13,14	92%	18,38	18,38	32,4
10:00	3142	137	9,67	12,40	92%	17,33	17,33	38,0
11:00	3036	132	9,34	11,98	92%	16,75	16,75	41,0
12:00	2978	129	9,17	11,75	92%	16,43	16,43	41,6
13:00	2971	129	9,14	11,72	92%	16,39	16,39	39,7
14:00	2608	113	8,03	10,29	92%	14,39	14,39	35,2
15:00	2452	107	7,55	9,68	92%	13,53	13,53	28,3
16:00	2614	114	8,04	10,31	92%	14,42	14,42	19,4
17:00	2923	127	9,00	11,53	92%	16,12	16,12	9,4
18:00	3766	164	11,59	14,86	92%	20,77	20,77	2,4
19:00	4640	202	14,28	18,30	92%	25,59	25,59	0,2
20:00	4705	205	14,48	18,56	92%	25,95	25,95	0,0
21:00	3998	174	12,30	15,77	92%	22,05	22,05	0,0
22:00	3193	139	9,82	12,60	92%	17,61	17,61	0,0
23:00	2778	121	8,55	10,96	92%	15,32	15,32	0,0
Total	68364	124					377,08	332,99

Anexo F – Análise das produções, Exemplo Julho, dias úteis

	Balanco custo energético tendo em conta a Rede Elétrica		Análise dos Caudais Opção - Optimizar horas de Ponta					
Balanco de Energia kWh	Custo da energia consumida	Custo de energia consumida c/ fv	Caudal produzido em excesso m³/h	Volume de agua consumido m³	Estratégia de Operação	Excedente do Volume produzido m³	Volume da energia buscada a rede m³	Custo Energia da rede
-13,3	1,09 €	1,09 €	-105	125	Rede	0	105	1,09 €
-10,2	0,83 €	0,83 €	-80	125	Rede	0	80	0,83 €
-7,3	0,56 €	0,56 €	-58	125	Rede	0	58	0,56 €
-6,6	0,50 €	0,50 €	-52	125	Rede	0	52	0,50 €
-7,0	0,53 €	0,53 €	-55	125	Rede	0	55	0,53 €
-7,4	0,66 €	0,57 €	-58	125	Rede	0	58	0,57 €
-8,8	1,13 €	0,72 €	-70	125	Rede	0	70	0,72 €
-4,4	2,14 €	0,50 €	-35	125	Rede	0	35	0,50 €
4,4	2,25 €	0,00 €	35	160	Reserva	0	0	0,00 €
14,0	2,29 €	0,00 €	111	270	Reserva	0	0	0,00 €
20,7	2,16 €	0,00 €	163	433	Reserva	0	0	0,00 €
24,3	2,09 €	0,00 €	192	500	Reserva+ Venda	125	0	0,00 €
25,2	1,84 €	0,00 €	198	500	Venda	198	0	0,00 €
23,3	1,84 €	0,00 €	183	500	Venda	183	0	0,00 €
20,8	1,62 €	0,00 €	164	500	Venda	164	0	0,00 €
14,8	1,52 €	0,00 €	117	500	Venda	117	0	0,00 €
4,9	1,62 €	0,00 €	39	500	Venda	39	0	0,00 €
-6,7	1,81 €	0,76 €	-53	447	Uso da Reserva	0	0	0,00 €
-18,4	2,33 €	2,07 €	-145	302	Uso da Reserva	0	0	0,00 €
-25,3	2,87 €	2,85 €	-200	177	Reserva + Rede	0	23	0,33 €
-26,0	2,91 €	2,91 €	-205	125	Rede	0	205	2,91 €
-22,1	2,48 €	2,48 €	-174	125	Rede	0	174	2,48 €
-17,6	1,98 €	1,98 €	-139	125	Rede	0	139	1,98 €
-15,3	1,72 €	1,72 €	-121	125	Rede	0	121	1,72 €
147,99	40,77 €	20,05 €	116,66			154,84		14,70 €

Anexo G – Análise dos custos, Exemplo Julho, dias úteis

	Custos sem FV			Custos com FV			Custos com otimização do Reservatório		
	Remuneração Dias úteis	Remuneração Sábados	Remuneração Domingos	Remuneração Dias úteis	Remuneração Sábados	Remuneração Domingos	Remuneração Dias úteis	Remuneração Sábados	Remuneração Domingos
Janeiro	409,83 €	91,21 €	82,47 €	228,26 €	52,44 €	43,42 €	107,01 €	33,38 €	26,69 €
Fevereiro	383,53 €	74,29 €	61,27 €	201,47 €	39,87 €	31,59 €	88,08 €	19,70 €	15,22 €
Março	536,20 €	101,32 €	106,30 €	258,19 €	52,32 €	53,63 €	131,69 €	30,95 €	32,64 €
Abril	547,29 €	103,21 €	82,50 €	230,82 €	41,87 €	33,73 €	113,28 €	20,50 €	18,24 €
Maiο	666,61 €	173,19 €	140,94 €	300,91 €	76,88 €	62,73 €	188,48 €	50,17 €	43,37 €
Junho	831,40 €	146,13 €	120,11 €	385,97 €	59,47 €	53,66 €	268,44 €	43,98 €	41,08 €
Julho	937,65 €	159,42 €	137,94 €	461,04 €	66,95 €	68,26 €	338,16 €	51,46 €	52,77 €
Agosto	861,32 €	194,60 €	163,05 €	422,76 €	86,49 €	79,77 €	310,57 €	67,13 €	60,41 €
Setembro	717,06 €	125,69 €	109,83 €	461,57 €	81,00 €	71,62 €	281,58 €	63,26 €	54,21 €
Outubro	498,93 €	105,49 €	71,44 €	280,87 €	58,41 €	40,36 €	175,32 €	35,46 €	24,87 €
Novembro	430,21 €	67,58 €	83,19 €	228,40 €	35,39 €	44,24 €	120,44 €	19,90 €	24,87 €
Dezembro	434,30 €	75,52 €	55,64 €	251,92 €	49,56 €	33,68 €	145,23 €	40,60 €	20,73 €

